DOCUMENT: 860-150/014

41ST ANNUAL CONFERENCE OF PROVINCIAL MINISTERS OF MINES

Submission
Benefits of Mineable Oil Sands Development

Alberta

YELLOWKNIFE, N.W.T.
August 8, 1984

ALBERTA CHAMBER OF RESOURCES

7 Aug 84

SUBMISSION
TO
41ST CONFERENCE OF PROVINCIAL MINES MINISTERS

We are pleased to distribute herewith advance copies of our paper entitled "Benefits of Mineable Oil Sands Development".

The release of this document inaugurates an extensive campaign by the Alberta Chamber of Resources to promote further development of the mineable oil sands. The paper explains the numerous benefits which will accrue to the nation and to several provinces.

Our strategy is to publicize the contents of our paper as broadly as possible, with particular emphasis on groups or individuals who can help to stimulate new commercial developments. In addition to distributing copies, we are offering to meet with or speak to appropriate parties be they: government; industry; business; labour; or general public.

From our regular attendance at your annual meetings, we have developed a high regard for the potential influence of your individual and collective ministries. We have chosen your conference to lauch our compaign also because the oil sand mining industry relates to both "mining" and "energy" as do your dual conference themes.

We would sincerely appreciate any comments or advice on this subject.

Yours respectfully,

HVP/lmb
Encl.

Harold V. Page, P.Eng.
Managing Director

ALBERTA CHAMBER OF RESOURCES

BENEFITS OF MINEABLE OIL SANDS DEVELOPMENT

An Address by the Alberta Chamber of Resources

1984-07-13

1400 BANKER CENTRE • 10025 - 102 STREET, EDMONTON, ALBERTA T5J 1G4, TELEPHONE: EXECUTIVE OFFICE (403) 425-1600, PETROLEUM (403) 425-1144, TELEX: 037-2944

BENEFITS OF MINEABLE OIL SANDS DEVELOPMENT

Executive Summary

The Alberta Chamber of Resources has identified the oil sands as their priority mineral resource for development this year. The Chamber believes that further mineable oil sands development should proceed now.

A mineable oil sands project would provide substantial economic benefits to all of Canada. For example, a 60,000 barrel per day plant would provide an annual average of 15,000 jobs during the six year construction phase and 6,000 new permanent jobs for the operating phase of 30 years or more. Over one half of these jobs would be provided to regions outside Alberta during construction and approximately one third of the jobs would be provided to regions outside Alberta during operations.

The technical, reserve and cost risks associated with mineable oil sands development are low compared to other new sources of oil within Canada. Mineable oil sands projects are strong vital projects as they stand. A lengthy development period is not required. Technology is available and demonstrated now, and further development should go ahead now.

The Chamber believes that production from the mineable oil sands will be needed to meet future domestic needs. Given the current estimates for future oil price, oil can be produced from the mineable oil sands at a cost competitive with imports. Canada will also benefit from the increased economic activity during a period of time when her labour and manufacturing forces are forecast to be underutilized, from increased tax revenues (at the very least from greater employment), from future improvements in her balance of trade, and from increased security of oil supply.

For mineable oil sands projects to proceed, a fiscal regime will have to be developed that recognizes the benefits and risks of mineable oil sands developments. The Chamber has been encouraged by the favourable trend in commercial terms development experienced by the Cold Lake, Wolf Lake, and Bi-Provincial Upgrader projects. Mineable oil sands projects cannot serve as major short term generators of tax revenue, but can provide a major source of economic activity and employment within Canada by producing oil at a cost competitive with imports.

ALBERTA CHAMBER OF RESOURCES
Oil Sands Task Force
Committee Members

Mike Cantle
Manager of Projects & New Technology
Petro-Canada
Canstar Oil Sands Ltd.
14th Floor 140-4th Avenue S.W.
Calgary, Alberta T2P 3N3
262-8821

Dr. Erdal Yildirim
Manager Oil Sands
Canadian Occidental Petroleum Ltd.
1500, 635 - 8 Avenue S.W.
Calgary, Alberta T2P 3Z1
234-6700

Art Wirth
President
Techman International Limited
Box 2840
Calgary, Alberta T2P 3Y4
235-9800

R.B. Snyder
Division Senior Vice President
NOVA, An Alberta Corporation
P.O. Box 2330
Edmonton, Alberta T5J 2R1
423-6111

Dave Devenny
Coordinator Synthetic Projects
Gulf Canada Resources Inc.
P.O. Box 130
Calgary, Alberta T2P 2H7
233-4000

J. Gordon Matthews
Manager, Mineral Exploration
Pan Canadian Petroleum Ltd.
P.O. Box 2850
Calgary, Alberta T2P 2S5
290-2000

Tom Campbell
Manager Corporate Communications
Chieftain Development Co. Ltd.
1201 TD Tower Edmonton Centre
Edmonton, Alberta T5J 2Z1
425-1950

Ryan Moore
Manager of Government & Public Affairs
Suncor Inc.
500 - 4th Avenue S.W.
Calgary, Alberta
269-0935

Darrel Howell (Secretary)
General Manager
Canstar Oil Sands Ltd.
14th Floor, 140-4th Avenue S.W.
Calgary, Alberta T2P 3N3
262-8821

John Nichols (Chairman)
Manager - Mining
R. Angus Alberta Limited
P.O. Box 2405
Edmonton, Alberta T5J 2S1
483-3576

BENEFITS OF MINEABLE OIL SANDS DEVELOPMENT

Introduction

The Alberta Chamber of Resources has been the cornerstone of Alberta's mineral resource industry for almost half a century. Formerly known as the Alberta Chamber of Mines, the Chamber is committed to fostering the orderly development and public appreciation of energy, metallic, and industrial minerals. Over 340 organizations are represented in the Chamber's membership, covering a broad spectrum of developers and service companies.

The Chamber has identified the Alberta oil sands as their priority mineral resource for development for this year. Towards this end, a task force of industry representatives has been set up to promote oil sands development. One of the specific objectives of our task force is to present and publicize the social and regional benefits of oil sands development.

The purpose of our presentation today is to acquaint or re-acquaint you with the mineable oil sands and present our case for their immediate development. A new mineable oil sands development would have substantial beneficial effects on employment and the economy across Canada. Production of oil from the mineable oil sands has become a mature, stable industry which is ready for further development now.

We would like to discuss the magnitude of this resource, the need for additional domestic oil production, the magnitude of the potential benefits, the economic viability of mineable oil sands, the relatively low risk associated with mineable oil sands development; and the kinds of things that need to be done to promote this development.

The Mineable Oil Sands

The oil sands and heavy oil deposits in Alberta and Saskatchewan are a massive reserve exceeding the estimated total reserves of oil in the Middle East and dominating Canada's other sources of oil. Figure 1 (1) attempts to compare the relative sizes of Canada's oil sources, in terms of what is already known to exist and within the constraints of today's technology. The majority of

the oil sands reserve is only recoverable through a variety of in-situ or in-place extraction technologies. However, about 10 percent of the Athabasca deposit lies within 50 metres of the surface. The Alberta Energy Resources Conservation Board has estimated that there is the potential to recover in excess of 20 billion barrels of upgraded synthetic crude oil from mineable ore bodies (2). This translates to the potential to build several Syncrudes. By comparison with Geologic Survey of Canada estimates (1), this is approximately three times the remaining recoverable reserves and potential new reserves of light oil from established areas (8.5 billion barrels) and approximately equal to the potential from the frontiers (28 billion barrels). The mineable oil sands area is illustrated in Figure 2.

To date, the mineable oil sands contribution to Canadian oil supply has been limited to two commercial plants. Suncor was commissioned in 1967 with a capacity of 45 thousand barrels per day. Its capacity was expanded to 58 thousand barrels per day in the early 1980's. Syncrude Canada Ltd.'s plant was commissioned in 1978, with a capacity of 109 thousand barrels per day. Syncrude's capacity is currently being increased to approximately 130 thousand barrels per day.

Although equipment and processing details differ, Syncrude and Suncor share the same basic flowsheet, as illustrated schematically in Figure 3. You will note that mineable oil sands production incorporates three separate industries: mining, refining, and utilities.

Had the Alsands Project proceeded in 1982, the plant would have started up in the 1988-1989 timeframe. This would have maintained a spacing of 10 to 11 years between successive plants. We do not believe that even this spacing is satisfactory, given the forecast supply/demand gap in the future, a subject we will examine next. In fact, the Alsands Project did not proceed, and the spacing between the second and third mineable oil sands plants will be in excess of the spacing between the first and second, if another commercial venture proceeds at all. Let us now consider why we should be developing additional sources of oil in Canada, and, why we should be developing the mineable oil sands in particular.

Why Do We Need Additional Domestic Oil Production?

Forecasts of demand and supply of crude oil abound, and change rapidly with new assessments of conservation, oil price and the technology of alternative supplies. The Canadian Petroleum Association (CPA), in their recent submission to the National Energy Board (3), has forecast the supply/demand scenario illustrated in Figure 4. Primarily due to the continuing decline in production of light and medium gravity crude oil in Western Canada, the CPA predicts that an oil supply/demand gap will develop and that it will widen in the future.

In making this forecast, the CPA has assumed that "the fiscal regime will continue to be improved beyond the kinds of adjustments experienced over the past two to three years". That is, the CPA recognizes that the commercial terms offered to the Cold Lake and Wolf Lake projects incorporated needed improvements, but feel that further improvements will be necessary. (We would also note that the commercial terms for the Bi-Provincial Upgrader are a continuation of this favourable trend.) If these improvements do not materialize, we can expect the supply/demand gap to be even wider than that shown here. For example, the CPA predicts that the productive capacity of crude oil from the oil sands will increase to approximately 375 thousand barrels per day by 1995. This would include the expansion of the Suncor and Syncrude Projects and the startup of a new mineable oil sands project. These additions are unlikely to take place unless favourable fiscal regimes are developed. We have added the dotted line on Figure 4 to show the size of current production from the mineable oil sands.

As part of this increased production from the oil sands, the CPA also includes the start-up of the Wolf Lake and Cold Lake in-situ projects and existing and possible future demonstration-size and experimental projects in the Peace River, Cold Lake and carbonate areas. You will note that the CPA does not include frontier oil production forecasts due to a number of technical, jurisdictional and fiscal issues still to be resolved. Many analysts would, however, predict some production from this source by the mid-90's. The reference to frontiers on the figure is also ours, and not the CPA's.

The CPA predicts a shortfall in productive capacity starting in 1985 and increasing to approximately 260 thousand barrels per day by 1995. This shortfall will have to be made up either by imports or the development of new domestic sources. We see two major reasons for carefully evaluating domestic sources as an alternative to imports.

First, providing that internal sources are not overpriced, development of domestic sources strengthens the Canadian economy. We will deal with this impact in some detail later.

Second, we believe that oil is a commodity worth special consideration and that security of oil supply is important to Canada. A minor interruption of oil supply would quickly affect all of Canada's economic activity. Substitution of another form of energy is certainly possible, but this is not a quick process as energy substitution tends to be capital intensive and relatively slow. This is especially true in the transportation sector. These factors, plus the historic upheavals in 1974 and 1979 suggest that securing a reliable source of oil at a predictable price is a valid national objective.

We will show you later that oil can be produced from the mineable oil sands at a cost that is competitive with imports. Given this and the employment and economic benefits for Canada, we believe export of synthetic crude oil would be appropriate if Canada's future internal demands could be met.

We believe that mineable oil sands are one of the domestic sources that should be developed. Before comparing this to other potential Canadian sources, let us consider the benefits that would accrue from a mineable oil sands project.

Economic Impact of a Mineable Oil Sands Project

If it had proceeded, the Alsands Project would have had a substantial effect on both the Alberta and Canadian economy. For example, the Alsands participants predicted that their project would have provided an annual average of 16 thousand direct jobs during construction and 6700 new permanent jobs during operations (4). These direct expenditures and jobs are, however, only a part of the story.

The total impact of the expenditures can be separated into three effects: direct, indirect and induced. We will define direct effects as those which involve particular industries which are directly affected by the initial expenditure (4). For example, the direct effects would include not only the tradesman at the construction site, but also the central Canadian worker manufacturing a pump for use in the plant. Indirect effects occur in those industries which supply the industries directly affected. For example, the foundry worker supplying parts to the pump manufacturer, as well as the iron ore miner, would be included in the indirect effects. The induced effects are the increases in economic activity generated by the spending of household incomes. For example, the neighbourhood dry cleaner who provides a service to the workers described above would be part of the induced effects.

The Canadian Energy Research Institute (CERI) completed a study for Alsands which quantified all of these effects (4)[1]. The results of this study are summarized in Figure 5. As shown, the Alsands Project would have supported, throughout Canada, an annual average of 35,000 jobs during the construction phase and 13,000 jobs for the operating life of 30 years or more.

Because of the enormous capital investment required, it now seems likely that the next mineable oil sands project will be considerably smaller than Alsands. The minimum economic size is currently the topic of study and discussion in the industry, but there is general agreement that a project as small as half the size of Alsands could be economically viable, given the appropriate fiscal regime. If we scale down the information provided in the CERI study, we find that, for every 10 barrels per day of synthetic crude oil produced from the mineable oil sands, an annual average of 2.5 jobs are provided during the construction phase and one permanent operating job is created (Figure 6). If mineable oil sands development were to proceed at a regular pace in the future, the 2.5 construction phase jobs would, in effect, become permanent as well.

---

[1] For clarity, the various costs, benefits, etc. throughout this paper have been escalated to today's (1984) dollars using the CPI index.

Because of the location of the Project, much of the economic impact will be in the province of Alberta. There are, however, substantial benefits to the rest of Canada as well. Drawing once again on the CERI study, the predicted effects on employment during construction and operations are shown in Figures 7 and 8 (4). During construction, Alberta, Ontario and Quebec would have a 43, 31 and 14 percent share, respectively, of the employment. Translating this into jobs, a 60,000 barrel per day plant would provide an annual average of 6,500 jobs in Alberta, 4,600 jobs in Ontario, and 2,100 jobs in Quebec during the 6 year construction phase. During operations, Alberta, Ontario and Quebec have a 67, 19 and 8 percent share, respectively, of the employment. This same 60,000 barrel per day plant would therefore provide 4,000 permanent jobs in Alberta, in addition to 1,100 in Ontario and 500 in Quebec. The substantial benefits to other parts of Canada from a project within Alberta have also been noted by the Canada West Foundation in their recent series of studies on the impacts of major projects (5 and 6).

In addition to the effects we have quantified above, continued oil sands development will improve Canada's technology and service skills for possible export opportunities.

Do the Mineable Oil Sands Make Economic Sense?

It is fine to promote the development of a mineable oil sands project on the basis of the economic activity it would generate within the country. We believe that it would be irresponsible, however, to promote this development if it were not an economical alternative to imported oil. We believe that a project built today would have a good likelihood of producing oil over 25 years or longer at a lower cost to the Canadian economy than the cost of importing equivalent volumes of crude from international sources. Operating costs for a mineable oil sands project, at full production, are estimated at 15 to 19 dollars per barrel (7). A capital investment in the order of 60 to 80 (4) thousand dollars per daily barrel of capacity would be required.

To examine the economic viability of a mineable oil sands project, we can compare these operating and capital costs with world oil price. We have done this schematically in Figure 9. Given some real increase in the price of oil, we believe that an investor can recover his investment and make a modest

profit. Substantial economic rent in the form of royalties and taxes will be available for the governments if higher future oil prices materialize.

We can see, therefore, that mineable oil sands development is attractive in the narrow context of comparing technical production costs against these forecasts of oil price. When one then adds the benefits of increased economic activity during a period of time when our labour and manufacturing forces are forecast to be underutilized, of increased tax revenues (at the very least from greater employment), of future improvements in our balance of trade, and of whatever premium one might assign as being appropriate for security of supply, then the case for immediate commencement of work on a mineable oil sands project is, in our mind, overwhelming.

What Are the Risks Associated With Mineable Oil Sands Development?

Project risk is a major factor to be evaluated in developing new energy reserves. The risks to be considered could be categorized as follows: technical, reserve, cost, price, market, and political.

Technical risk addresses the concern that the plant will not operate as designed. The technology for mineable oil sands has been demonstrated in two commercial plants. While production interruptions in these plants have been the subject of ample press coverage, a review of the production history of the two plants indicates that the technical problems can be mastered over a lengthy startup period and that stable average production rates can be expected thereafter (Figure 10). The fact that Fort McMurray is now a pleasant, well functioning community of over thirty thousand adds to the stability and effectiveness of the operating workforce. Both the environmental and socio-economic aspects of oil sands development are understood and manageable. We believe that the technical risks are low compared to other new domestic sources.

Reserve risk addresses the concern that oil reserves may not be as extensive as assumed. Ore bodies in the mineable oil sands are reasonably defined today and can be delineated in detail with inexpensive shallow drilling. There are enough reserves in the mineable oil sands to satisfy all of Canada's

current oil needs into the next century, or a portion of them for centuries to come. There is no fear, with mineable oil sands, that the reserves will be quickly drawn down and therefore make a relatively minor impact on Canada's oil supply. Mineable oil sands plants are free of the production decline that characterizes conventional reserves.

Cost risk addresses the likelihood of unexpected overruns in the construction or operating phases. We believe that the cost risk is low relative to alternatives such as Arctic and deep offshore oil sources. Capital and operating costs, although high, are well established from the construction and operation of existing plants. All capital intensive projects share the risk of cost overruns due to inflation, but mineable oil sands have an advantage in that they are less exposed to changes in scope.

Price and market risk, although not unique to mineable oil sands, are of special interest because of the large investment required and length of time to payout. Even smaller scale mineable oil sands projects are mega projects, with capital requirements likely to be in excess of one billion dollars. Construction periods are three to five years after approval, and net revenue may not begin until eight or more years after the start of construction (Figure 11). The developer of such a project exposes a greater amount of capital to a higher overall risk than is normal. These risks are not within the control of the operating companies. Concern over future oil price undoubtedly contributed to the demise of the Alsands project.

The **political risk** associated with mineable oil sands development has been demonstrated by Suncor's and Syncrude's experiences. We believe that one of the major reasons for cancellation of mineable oil sands projects has been a concern about the longevity of commercial terms and government perceptions of the revenue available from these projects.

Suncor pioneered the technology for the commercialization of oil sands developments in the early 60's. Suncor proceeded in the face of the risk of technology, operating success, and the future course of world oil price. The reward for this investment has been negligible to date, significantly less than an equivalent investment in government bonds. Government revisions to

oil prices and the imposition of significant additional taxation have been major factors in the failure to realize a return on investment. Syncrude's history is comparable. Major taxes have been imposed on the project, the initial pledge of world price was unilaterally withdrawn, and other key financial parameters affecting the economic health of the project have been frequently changed.

We believe that the tax revenue potential of the mineable oil sands has been dramatically overstated and that this has affected the perceptions of the Alberta and federal governments and the citizens of Canada. Expectations of revenue from hydrocarbon resources have been raised to unrealistic heights and the concept of capturing economic rent (i.e. royalties and taxes) has gained increased importance. Disagreement over how this economic rent would be divided between the federal and provincial governments and the time taken to resolve this conflict helped lead to the cancellation of the Alsands project. We believe that a change in the perception of economic rent available from mineable oil sands development would be a major contribution to advancing these projects. Given current estimates of future oil prices, there is little economic rent available from a mineable oil sands project. Projects cannot serve as major near term generators of tax revenue and may not provide much economic rent in the long term either. They can, however, serve as an economic source of oil and provide much needed employment and economic activity.

What is Needed for Mineable Oil Sands Projects to Proceed?

For mineable oil sands projects to proceed, governments are going to have to give the investors an indication that the benefits and risks of mineable oil sands development are understood. This will ultimately be done through the fiscal regime that is developed. The project developer can be expected to manage technical, reserve and cost risks. The governments have become so intimately involved in oil sands development, however, that some sharing of price, market and political risk is necessary. We believe that a fiscal regime that will encourage mineable oil sands development will have to include the following:

- Economic rent collection should be minimized until project profitability is realized, and should be profit based thereafter.

° Mineable oil sands production should receive full international value.

° Mineable oil sands production should have unrestricted access to domestic markets, and should have long term access to export markets if sufficient domestic markets do not exist.

° Even small mineable oil sands projects are mega projects, and some special form of encouragement will be necessary. This encouragement could include the following:

- Putting more companies in a position where they can consider investment in a mineable oil sands project by equalizing the tax position of companies that are currently taxable and those that are not currently taxable. Most companies do not have sufficient revenue to use the tax write-offs that a mineable oil sands project would generate, at least in the short term. The small number of companies that can utilize these write-offs can achieve a significantly greater rate of return. Taxable and non-taxable companies could be equalized by allowing sale of tax credits by non-taxable companies.

- Providing special financing assistance through government guarantees. This could be done by the guaranteeing by one or more governments of a high level (50 to 70%) of project specific debt, i.e. financing off the balance sheet of the investor and without recourse to assets or income other than the project. This was a feature of the last terms offered to the Alsands participants.

- Reducing risk by some other fair and equitable approach.

These approaches are not mutually exclusive, but all three would not likely be required for a mineable oil sands project to proceed.

° Regulatory requirements should be streamlined, with particular emphasis on resolving conflicts between the federal and provincial governments. The investor should be allowed to minimize expenditures prior to project approval. (The Alsands participants spent over one hundred million dollars before their project was cancelled.)

Fiscal terms for heavy oil and oil sands projects are currently in a state of evolution. While we feel that further improvements are necessary, the recent trend has certainly been favourable. As time goes on, it may be possible to develop a set of generic terms for mineable oil sands development. We believe that this would enhance the investment climate and help lead to an orderly development of energy resources.

Conclusion

A mineable oil sands project would provide substantial economic benefits to all of Canada. For example, it is estimated that every 10 barrels per day of synthetic crude production from the mineable oil sands would provide one permanent operating job. Or, looking at it in another way, a 60,000 barrel per day plant would provide approximately 6,000 new permanent jobs across Canada.

The technical, reserve and cost risks associated with mineable oil sands development are low compared to other new sources of oil within Canada. Mineable oil sands projects are strong vital projects as they stand. A lengthy development period is not required. Technology is available and demonstrated now, and further development should go ahead now. Mineable oil sands are truly a project for the 80's.

Mineable oil sands projects cannot serve as major short term generators of tax revenue. Nevertheless, projects can provide a major source of economic activity and employment within Canada by producing oil at a cost competitive with imports. We believe that the benefits from oil sands would be sufficient to lead to their development if the resource were located in Germany, Japan, or almost any other oil importing country. It should also be enough for Canada.

REFERENCES

1. Procter, R.M., Taylor, G.C. and Wade, J.A., Oil and Natural Gas Resources of Canada 1983, Geological Survey Paper 83-1, 1984.

2. Alberta Energy Resources Conservation Board, Alberta Oil Supply 1983 - 2007, ERCB Report 83-E, December 1983.

3. Canadian Petroleum Association, Update of Canadian Energy Supply/Demand, Submission to National Energy Board, February 1984.

4. Douglas, G.W. and MacMillan, J.A., Interregional Economic Impacts of the Alberta Alsands Project, Canadian Energy Research Institute Client Research Report No. 82-2. September 1982.

5. Beck, R.A.D. and Dungan, P., Megas and Mini-Megas: 341 Major Projects Every Decision Maker Should Know About, Canada West Foundation Report 83-2, December 1983.

6. Beck, R.A.D., Major Investments in Alberta 1983 to 1995, Canada West Foundation Report 83-6, September 1983.

7. Feick, J.E., Prospects for the Development of Mineable Oil Sands, Canadian Public Policy, IX:3:297-303, 1983.

CANADA'S IDENTIFIED OIL RESOURCES

(AFTER GEOLOGICAL SURVEY OF CANADA)

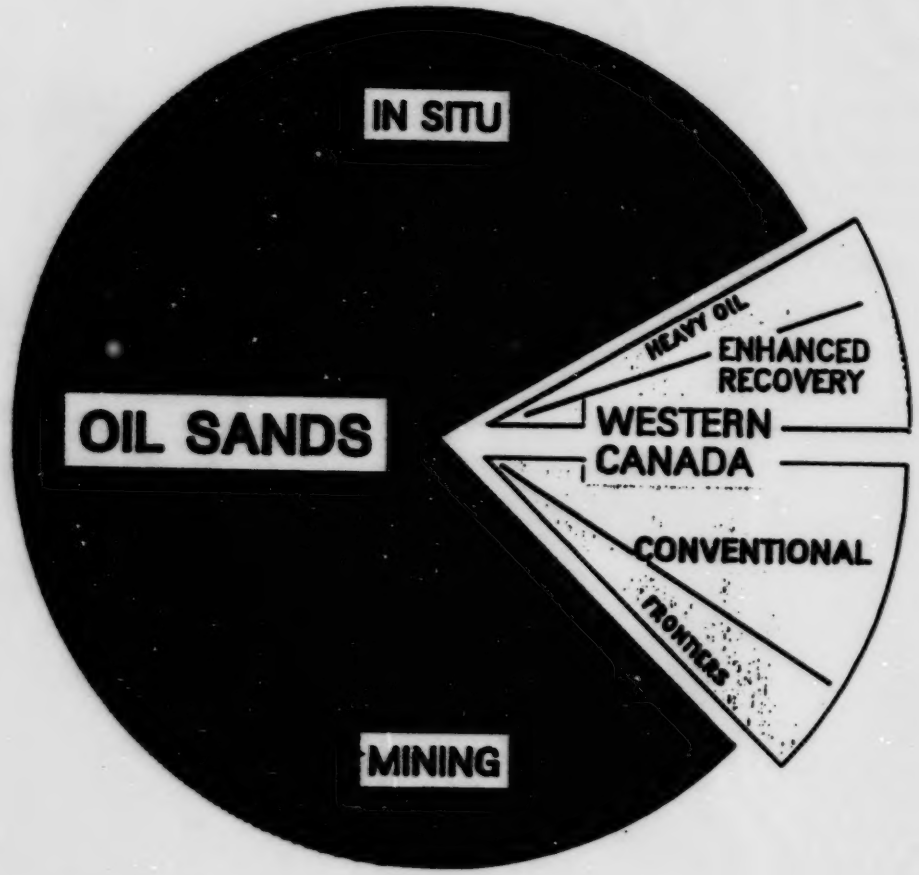
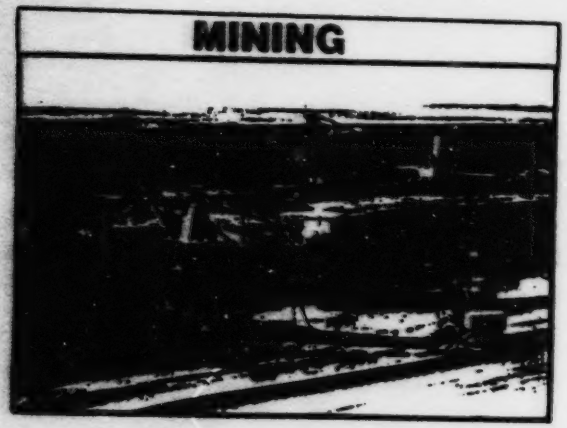


FIG. 1

ATHABASCA OIL SANDS DEPOSITS AND SURFACE MINEABLE AREA

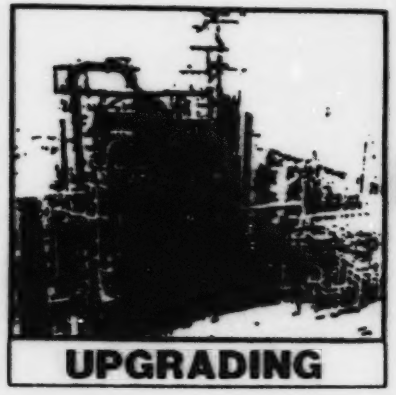
Fig 2

SCHEMATIC OF MINEABLE OIL SANDS PROJECT



OIL SANDS

BITUMEN



SYNTHETIC CRUDE OIL

Fig 3

CANADIAN CRUDE OIL & EQUIVALENT PRODUCTIVE CAPACITY

(AFTER CANADIAN PETROLEUM ASSOCIATION)

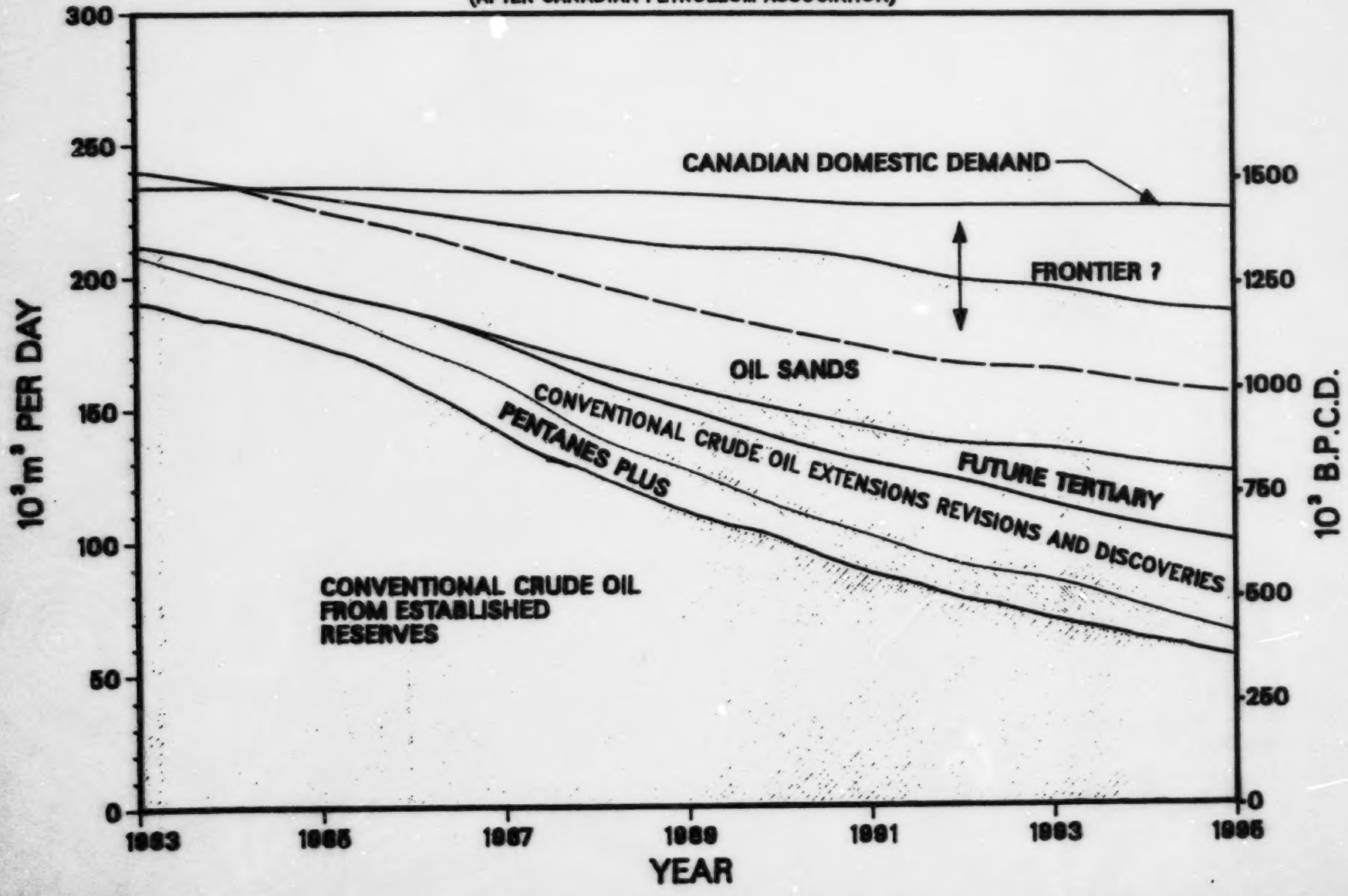


FIG. 4

ECONOMIC IMPACT OF NEW MINEABLE OIL SANDS PRODUCTION

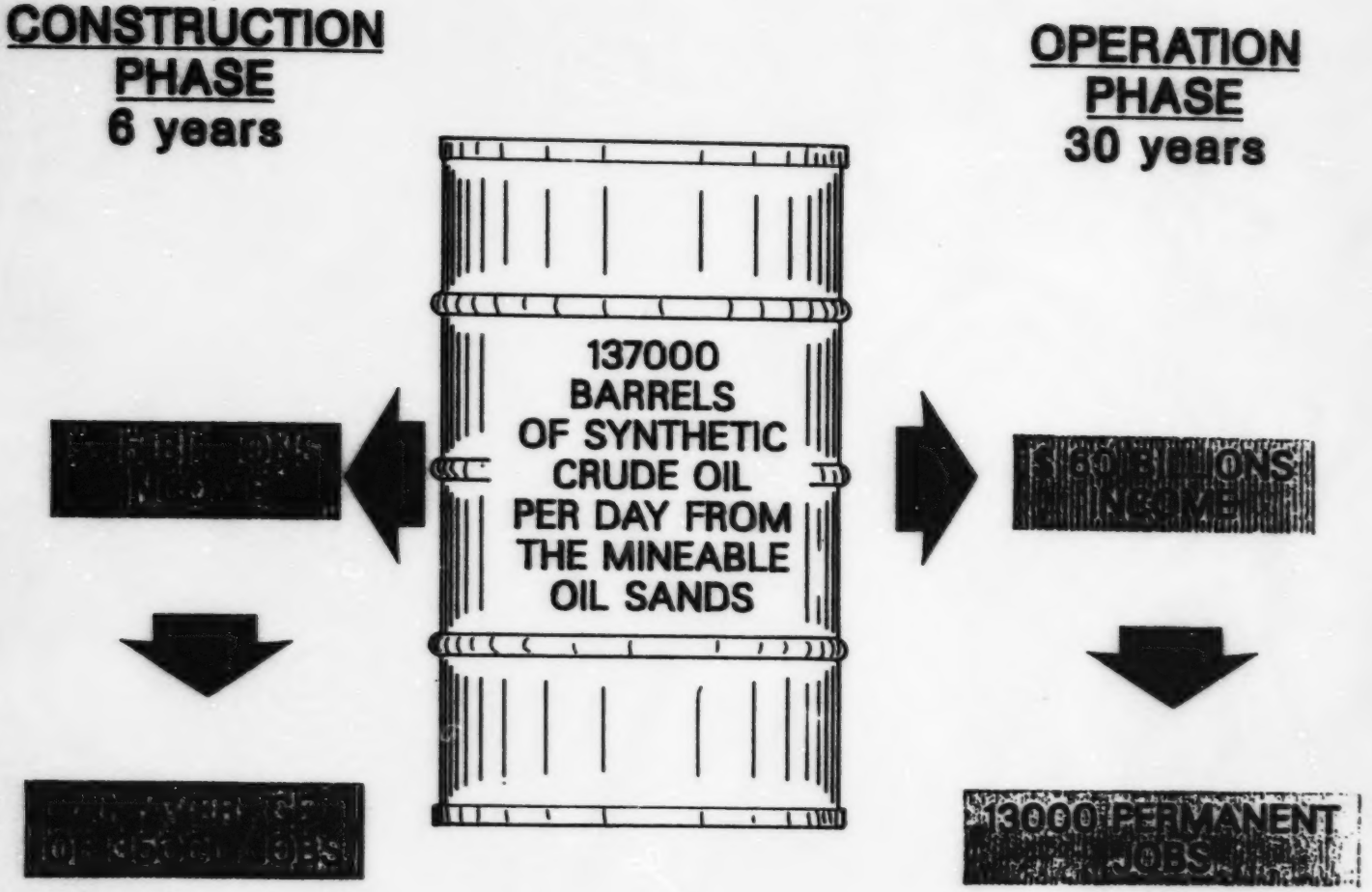
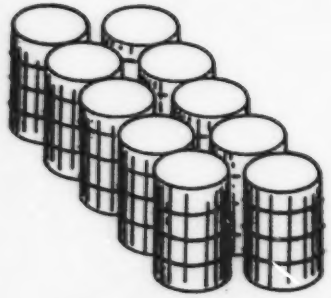


Fig 5

ECONOMIC IMPACT OF NEW MINEABLE OIL SANDS PRODUCTION

CONSTRUCTION PHASE
6 years



OPERATION PHASE
30 years

10 BARRELS OF SYNTHETIC CRUDE OIL PER DAY FROM THE MINEABLE OIL SANDS

Fig 6

PLANT CONSTRUCTION EMPLOYMENT

(AFTER DOUGLAS AND MACMILLAN)

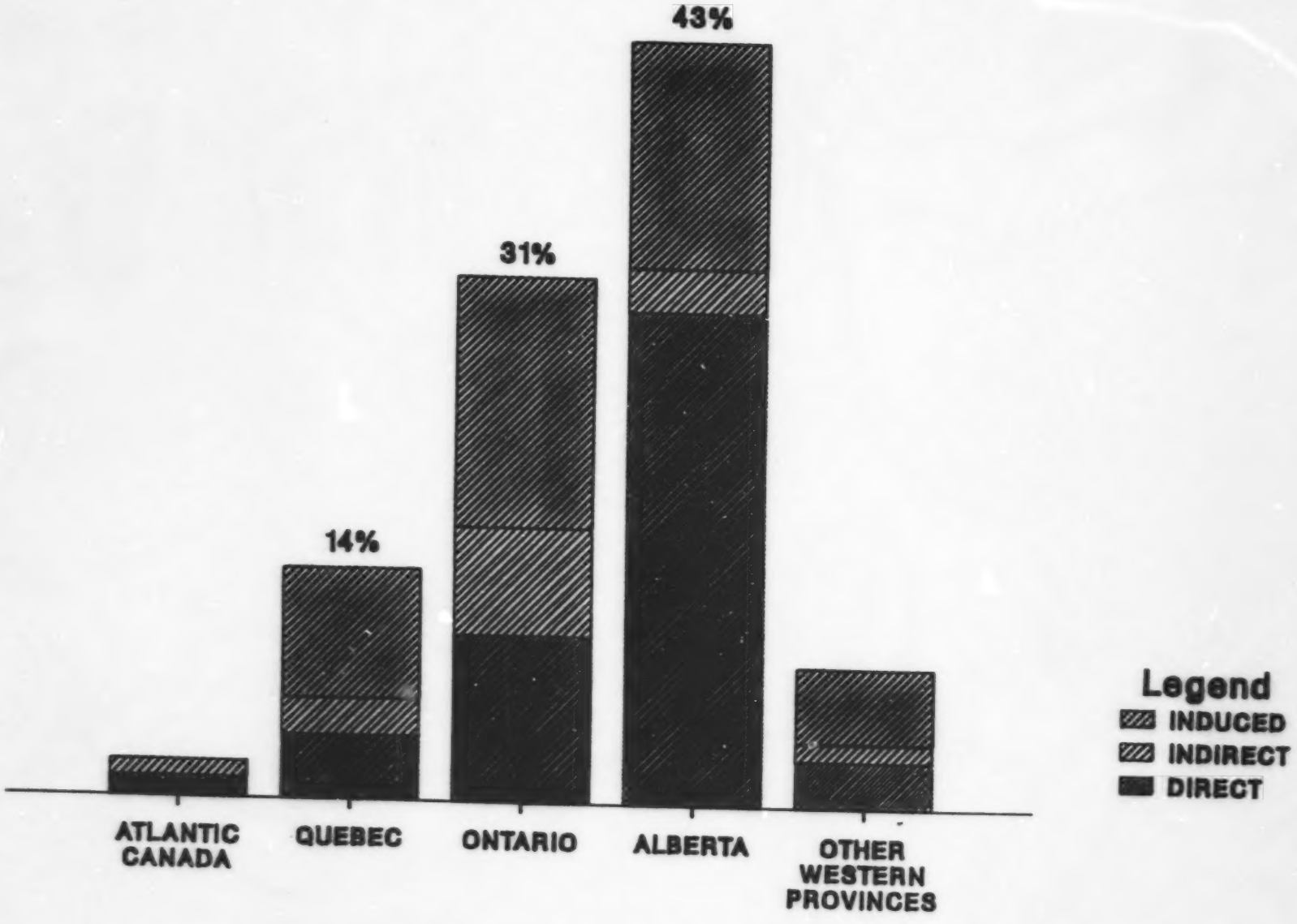
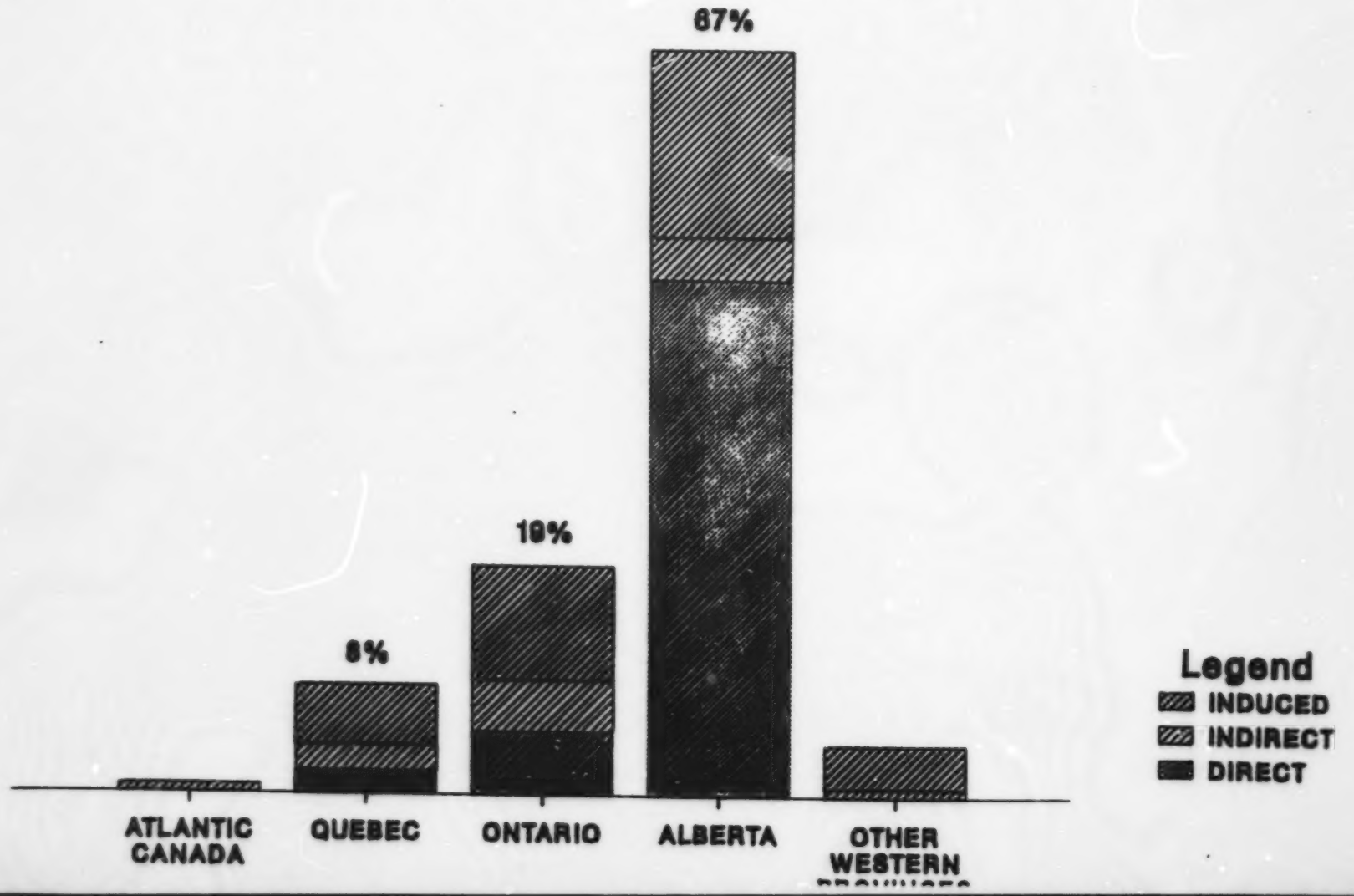


FIG. 7

PLANT OPERATION EMPLOYMENT

(AFTER DOUGLAS AND MACMILLAN)



RELATIONSHIP BETWEEN SYNTHETIC CRUDE OIL PRICE AND COSTS

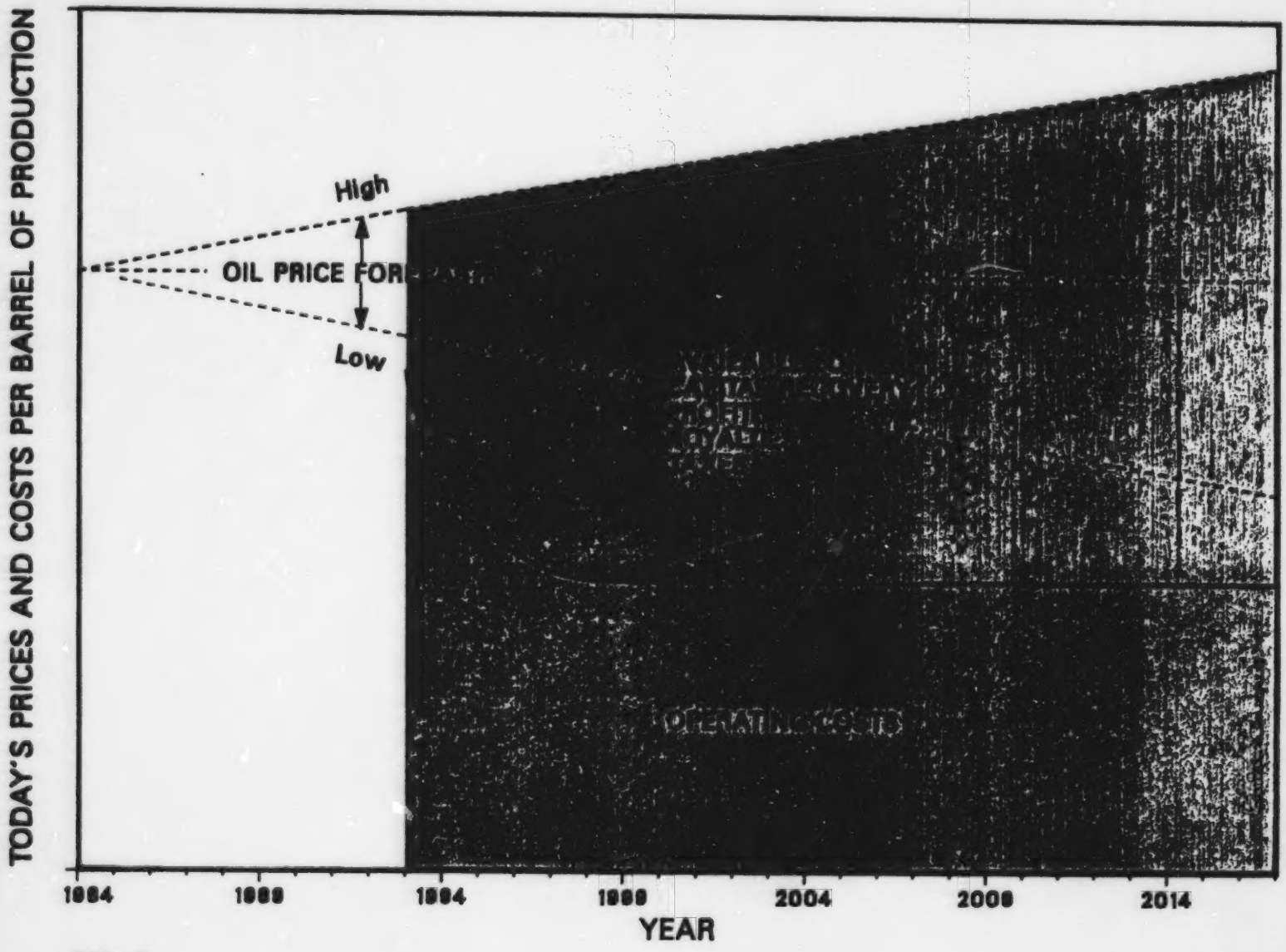


FIG. 9

PRODUCTION HISTORY OF OIL SANDS PLANTS

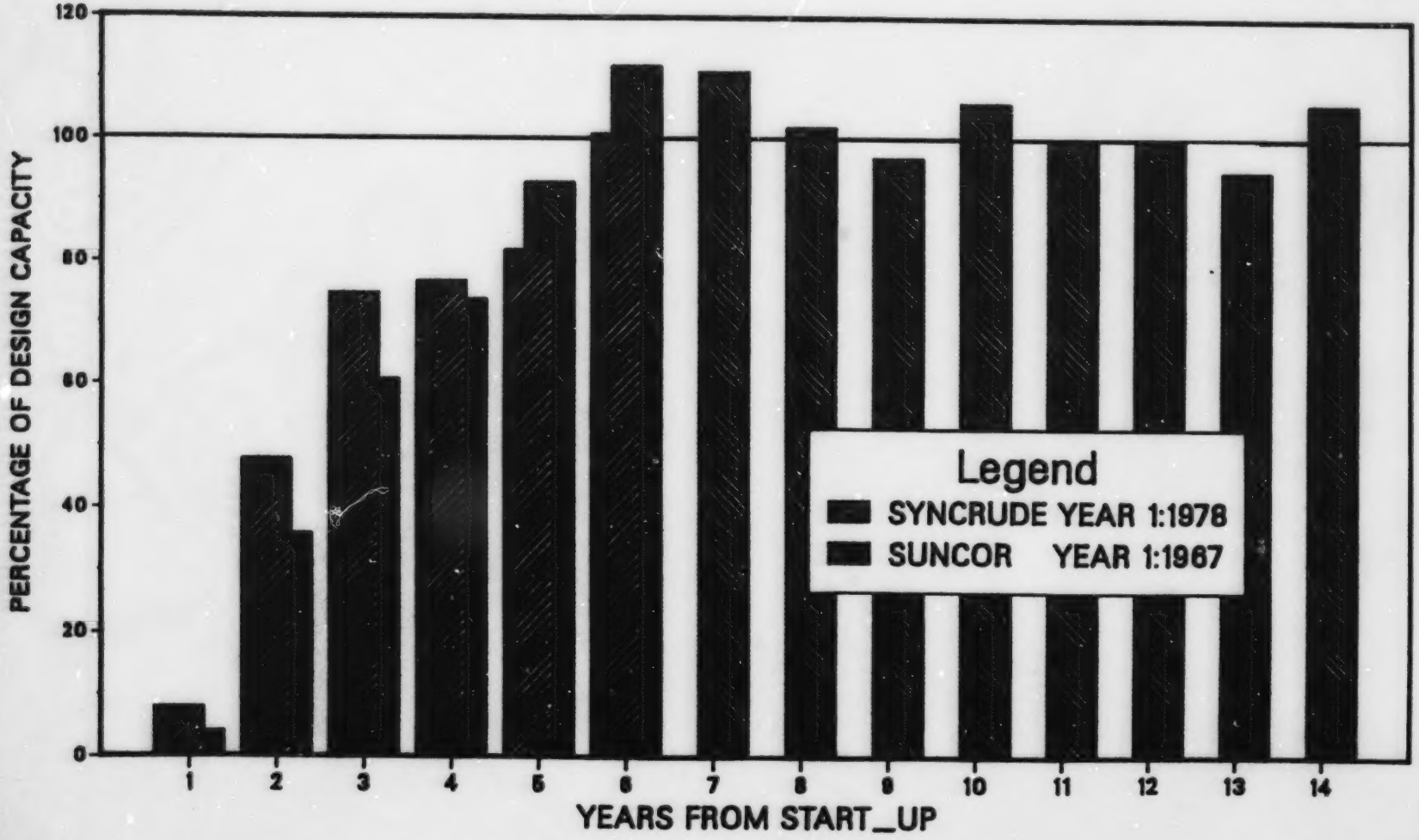


FIG. 10

CASH FLOW FOR A MINEABLE OIL SANDS PROJECT

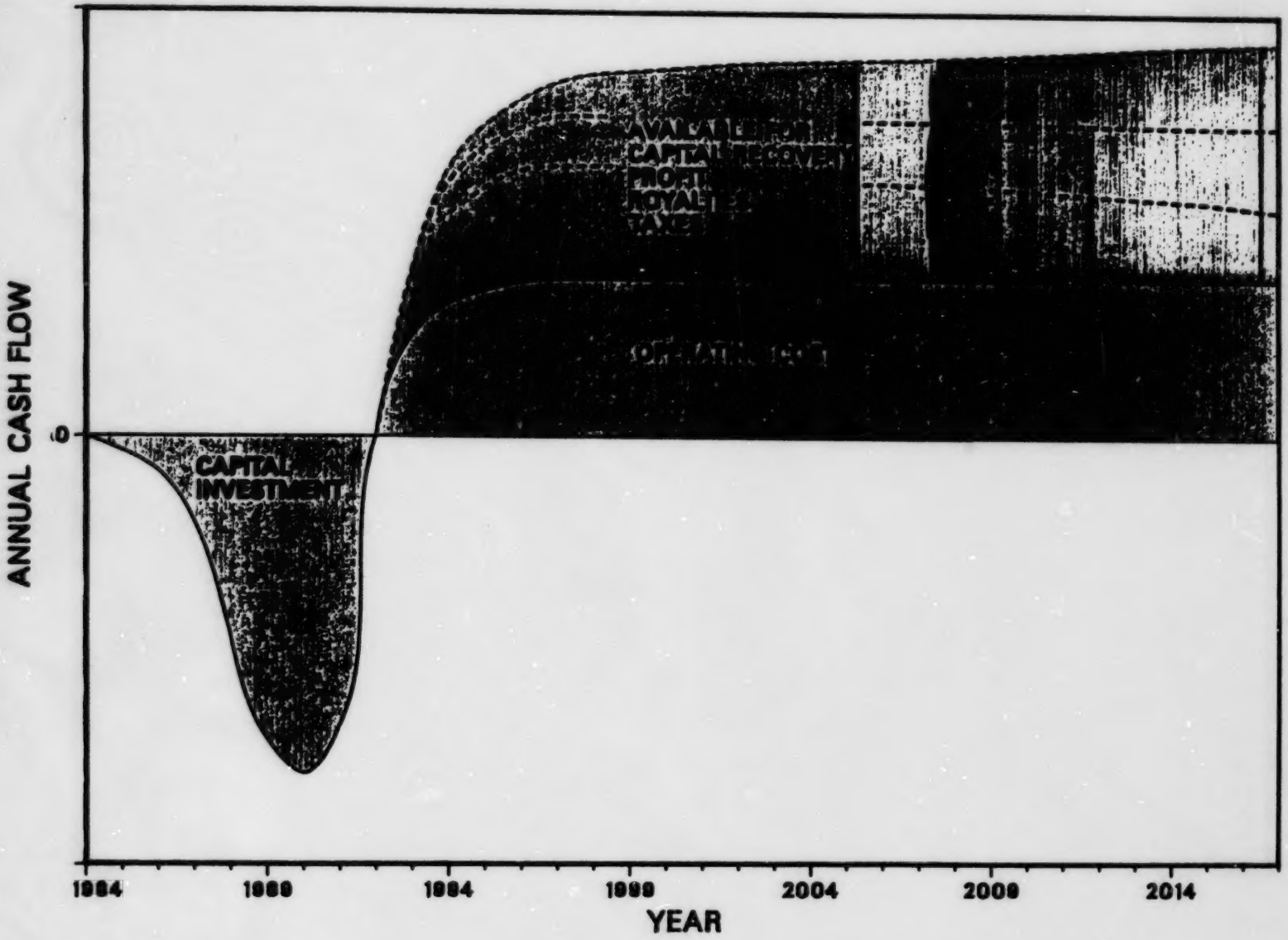


FIG. 11

ALBERTA CHAMBER OF RESOURCES

OIL SANDS TASK FORCE
COMMITTEE MEMBERS

John Nichols (Chairman)
Manager - Mining
R. Angus Alberta Limited

Mike Cantle
Manager of Projects & New Technology
Petro-Canada
Canstar Oil Sands Ltd.

Art Wirth
President
Techman International Limited

Dave Devenny
Coordinator Synthetic Projects
Gulf Canada Resources Inc.

Tom Campbell
Manager Corporate Communications
Chieftain Development Co. Ltd.

Darrel Howell (Secretary)
General Manager
Canstar Oil Sands Ltd.

Dr. Erdal Yildirim
Manager Oil Sands
Canadian Occidental Petroleum Ltd.

R.B. Snyder
Division Senior Vice President
NOVA, An Alberta Corporation

J. Gordon Matthews
Manager, Mineral Exploration
Pan Canadian Petroleum Ltd.

Ryan Moore
Manager of Government & Public Affairs
Suncor Inc.

27 Jul 84

SEE BACK FOR INSTRUCTIONS VOIR INSTRUCTIONS AU VERSO

Government of Canada / Gouvernement du Canada

REQUEST FOR TRANSLATION / DEMANDE DE TRADUCTION

IMPORTANT

- Texts involving languages other than French or English should be sent directly to:

Multilingual Services Division
Special Operations Branch
Translation Bureau
Ottawa, K1A 0M5

except for scientific or technical texts, which should be sent to your departmental library.

- Please supply two copies of the text to be translated

Pour ce qui est des textes non rédigés dans l'une des langues officielles, les envoyer directement à la

Division des services multilingues
Direction des opérations spéciales
Bureau des traductions
Ottawa K1A 0M5

Sauf les textes de caractère scientifique ou technique, qu'il y a lieu de remettre à la bibliothèque de votre ministère.

- Prière de fournir deux exemplaires du texte à traduire

1. Request number - Numéro de la demande: 1461048

2. Security classification - Classification du secret: Restricted

3. Department - Ministère: C.I.C.S.

4. Branch - Direction: Conferences

5. Division - Section: Program A

6. Translate - À traduire: From - De: E; To - En: F

7. Requested by - Demandeur: Name - Nom: H. MORAND

Title - Titre: A.C.O.

City - Ville: OTTAWA

Area Code / Ind. rég. / Tel. No. - N° de tél.: 5 2 3 4 1

8. Will pick up - Fera prendre la traduction ☐

Or - Sinon:

To be mailed to - Adresse d'expédition:

9. Contact for information - Pour renseignements s'adresser à: (if different from 7) (si différent de 7)

Name - Nom

Area Code / Ind. rég. / Tél. No. - N° de tél.

Mail / Poste ☐ Pick-up / Porteur ☐ Initials - Initiales

10. Description of the text to be translated - Description du texte à traduire:

Type - Nature

- ☐ report / rapport
- ☐ directive
- ☐ correspondence / correspondance
- ☐ manual / manuel
- ☐ publication
- ☒ other / autre

Intended use - Destination

- ☐ Publication outside the public service - Publication à l'extérieur de la fonction publique
- ☒ Publication within the public service - Publication à l'intérieur de la fonction publique

Title of document - Titre du document: 860-150/014 Submission - Benefits of Mineable Oil Sands Development

11. References - Documentation:

- ☐ Documentation attached / Documentation annexée
- ☒ Call for information / Téléphonez pour renseignements
- ☐ Request file from registry / Demandez le dossier aux archives
- ☐ Photographs - Illustrations

12. Previous request No. / N° de la demande antérieure:

13. Date Submitted - de la demande: D-J 14 / M 09 / Y-A 84

14. Date required - Demandé pour le: D-J 31 / M 10 / Y-A 84

15. Special instructions - Instructions spéciales

- ☐ Summary - Résumer le texte
- ☐ Draft translation - Traduction sommaire

16. Authorizing officer - Agent responsable

Signature

FOR TRANSLATION BUREAU USE ONLY — RÉSERVÉ AU BUREAU DES TRADUCTIONS

17. Translator - Traducteur

18. Revisor - Réviseur

19. Typist - Copiste

20. No. of documents / Nbre de documents

21. Unit - Service; Reception - Réception; Date received - Reçu le: D-J / M / Y-A

22. Agreed completion date / Date livraison convenue: D-J / M / Y-A

23. Specialty - Spécialité

GC 81b

7540-21-882-6003

TRANSLATION UNIT — SERVICE DE TRADUCTION 1

DOCUMENT: 860-150/014

41e CONFÉRENCE ANNUELLE DES MINISTRES
PROVINCIAUX DES MINES

Présentation
Avantages liés à la mise en valeur des sables pétrolifères exploitables

Alberta

YELLOWKNIFE (T.N.-O.)
Le 8 août 1984

ALBERTA CHAMBER OF RESOURCES

1403 Baker Centre, 10025 - 106 Street, Edmonton (Alberta) T5J 1G4

ALBERTA CHAMBER OF RESOURCES

Le 7 août 1984

PRÉSENTATION À LA
41e CONFÉRENCE DES MINISTRES PROVINCIAUX DES MINES

Nous sommes heureux de joindre à la présente un exemplaire de lancement de notre document intitulé "Avantages liés à la mise en valeur des sables pétrolifères exploitables".

La publication de ce document inaugure la vaste campagne de l'Alberta Chamber of Resources en faveur de la poursuite des travaux de mise en valeur des sables pétrolifères exploitables. Le document explique les nombreux avantages qu'en retirerait la nation et plusieurs provinces.

Notre stratégie consiste à faire connaître notre document du plus grand nombre de groupes ou de gens possible, plus particulièrement de ceux qui peuvent aider à stimuler l'exploitation de nouveaux gisements. Nous sommes aussi prêts à rencontrer le gouvernement, l'industrie, les milieux d'affaires, les organisations ouvrières et le grand public, bref tous ceux que la question intéresse.

Pour avoir assister régulièrement à vos réunions annuelles, nous savons l'influence que vos ministères peuvent exercer individuellement et collectivement. Si nous avons choisi cette tribune pour lancer notre campagne, c'est aussi parce que l'industrie d'exploitation des sables pétrolifères s'intéresse aussi bien à "l'exploitation minière" qu'à "l'énergie" qui constituent le double thème de votre conférence.

Nous vous serions très reconnaissants de nous faire part de votre avis ou de vos commentaires à ce sujet. Veuillez agréer, M..., l'assurance de ma haute considération.

HVP/lmb
Pièces jointes

Harold V. Page, Ing.
Administrateur délégué

AVANTAGES LIES A LA MISE EN VALEUR DES SABLES PETROLIFERES EXPLOITABLES

Une présentation de l'Alberta Chamber of Resources

1984-07-13

AVANTAGES LIES A LA MISE EN VALEUR DES SABLES PÉTROLIFERES EXPLOITABLES

Exposé

L'Alberta Chamber of Resources a donné la préséance cette année aux sables pétrolifères au chapitre de l'exploitation des ressources minérales. Il faut entreprendre sans tarder, à son avis, d'autres travaux de mise en valeur des sables pétrolifères exploitables.

Tout projet de mise en valeur de sables pétrolifères exploitables procurerait des avantages économiques appréciables au Canada tout entier. Par exemple, une unité d'une capacité de 60 000 barils par jour entraînerait la création de 15 000 emplois en moyenne chaque année durant le stade de la construction et de 6 000 nouveaux emplois permanents pendant le stade de l'exploitation d'une durée d'au moins 30 ans dont hériteraient les régions de l'extérieur de l'Alberta pour la moitié et le tiers environ, dans le premier et le second cas, respectivement.

Les risques liés à la mise en valeur des sables pétrolifères exploitables, sous le rapport des techniques, des réserves ou des coûts, sont faibles comparativement à d'autres sources nouvelles de pétrole au Canada. Dans leur état actuel, les projets de mise en valeur des sables pétrolifères exploitables sont passablement indispensables. Il n'y a pas de longue période de gestation. Les techniques existent et elles sont démontrées, et c'est le temps de procéder à de nouveaux travaux.

La Chamber croit que la mise en valeur des sables pétrolifères exploitables s'impose si l'on veut répondre aux besoins futurs du Canada. Si l'on considère les estimations actuelles du prix

futur du pétrole, on peut extraire du pétrole des sables pétrolifères exploitables à un coût permettant de concurrencer les importations. Le Canada bénéficiera aussi de l'accroissement de l'activité économique au moment même où sa population active et son secteur manufacturier devraient être sous-utilisés, de l'augmentation des recettes fiscales (entraînée par la création d'emplois tout au moins), du redressement futur de sa balance commerciale et d'approvisionnements plus sûrs en pétrole.

Les projets ne pourront démarrer tant que l'on n'aura pas élaboré un régime fiscal sensible aux avantages et risques liés à la mise en valeur des sables pétrolifères exploitables. La Chamber a été encouragée par la tournure favorable dès l'établissement des conditions d'exploitation visant les projets de Cold Lake et de Wolf Lake et de l'usine de valorisation biprovinciale. Les projets de mise en valeur des sables pétrolifères exploitables ne sauraient procurer des recettes fiscales importantes à court terme, mais ils pourraient constituer une importante source d'activité économique et d'emplois au Canada en produisant du pétrole à un coût permettant de concurrencer les importations.

ALBERTA CHAMBER OF RESOURCES
Groupe d'étude des sables pétrolifères
Membres du comité

Mike Cantle
Directeur des projets et des nouvelles techniques
Petro-Canada
Canstar Oil Sands Ltd.
14e étage
140-4e avenue sud-ouest
Calgary (Alberta) T2P 3N3
262-8821

Erdal Yildirim
Directeur des sables pétrolifères
Canadian Occidental Petroleum Ltd.
1500, 635 - 8e avenue sud-ouest
Calgary (Alberta) T2P 3Z1
234-6700

Art Wirth
Président
Techman International Limited
C.P. 2840
Calgary (Alberta) T2P 3Y4
235-9800

R.B. Snyder
Vice-président divisionnaire principal
NOVA, An Alberta Corporation
C.P. 2330
Edmonton (Alberta) T5J 2R1
423-6111

Dave Devenny
Coordonnateur de projets synthétiques
Gulf Canada Resources Inc.
C.P. 130
Calgary (Alberta) T2P 2H7
233-4000

J. Gordon Matthews
Directeur de l'exploration minérale
Pan Canadian Petroleum Ltd.
C.P. 2850
Calgary (Alberta) T2P 2S5
290-2000

Tom Campbell
Directeur des communications
Chieftain Development Co. Ltd.
1201, Tour TD Edmonton Centre
Edmonton (Alberta) T5J 2Z1
425-1950

Ryan Moore
Directeur des affaires gouvernementales et publiques
Suncor Inc.
500 - 4e avenue sud-ouest
Calgary (Alberta)
269-0935

Darrel Howell (secrétaire)
Directeur général
Canstar Oil Sands Ltd.
14e étage, 140-4e avenue sud-ouest
Calgary (Alberta) T2P 3N3
262-8821

John Nichols (président)
Directeur de l'exploitation minière
R. Angus Alberta Ltd.
C.P. 2405
Edmonton (Alberta) T5J 2S1
483-3576

AVANTAGES LIÉS A LA MISE EN VALEUR DES SABLES PETROLIFERES EXPLOITABLES

Introduction

Pierre angulaire de l'industrie albertaine des ressources minérales depuis près d'un demi-siècle, l'Alberta Chamber of Resources, anciennement l'Alberta Chamber of Mines, est vouée à la promotion de l'exploitation méthodique et à l'utilisation publique des minéraux énergétiques, métalliques et industriels. Plus de 340 organisations couvrant un large éventail de promoteurs et d'entreprises de services en font partie.

La Chamber a donné la préséance cette année aux sables pétrolifères de l'Alberta au chapitre de l'exploitation des ressources minérales. À cette fin, elle a constitué un groupe d'étude formé de représentants de l'industrie dont l'un des buts précis est de faire connaître et de mettre en évidence les avantages sociaux et régionaux liés à la mise en valeur des sables pétrolifères.

L'objet de notre exposé d'aujourd'hui est de vous parler ou de vous reparler des sables pétrolifères exploitables et d'expliquer pourquoi il faut procéder sans tarder à leur mise en valeur. Tout nouveau projet d'exploitation des sables pétrolifères aurait des effets bénéfiques importants sur l'emploi et l'économie partout au Canada. L'industrie qu'est devenue l'extraction du pétrole des sables pétrolifères exploitables a mûri et s'est stabilisée; elle est maintenant prête à relever d'autres défis.

Notre exposé va porter sur l'importance de cette ressource, la nécessité d'accroître la production pétrolière nationale, l'étendue des retombées éventuelles, la viabilité économique des sables pétrolifères exploitables, les risques assez faibles

liés à leur mise en valeur et le genre de choses à faire pour en favoriser l'exploitation.

Les sables pétrolifères exploitables

Les sables pétrolifères et les gisements de pétrole lourd de l'Alberta et de la Saskatchewan renferment d'immenses réserves supérieures à celles du Moyen-Orient tout entier et devancent les autres sources de pétrole du Canada. Le tableau 1 (1) tente de comparer les tailles relatives des sources de pétrole du Canada, sous le rapport des réserves dont l'existence est déjà connue et des limites de la technologie actuelle. Les réserves des sables pétrolifères ne peuvent être récupérées pour la plupart que par diverses méthodes d'extraction in situ ou sur place. Cependant, 10 p. 100 environ du gisement de l'Athabasca est à moins de 50 mètres de la surface. L'Office d'utilisation rationnelle des ressources énergétiques de l'Alberta a estimé à plus de 20 milliards le nombre de barils de brut synthétique valorisé qui pourraient être récupérés des corps minéralisés exploitables (2), soit de quoi construire plusieurs Syncrudes. Par comparaison avec celles de la Commission géologique du Canada (1), cette estimation représente environ le triple du reste des réserves récupérables et des nouvelles réserves de pétrole léger que pourraient renfermer les zones déjà exploitées (8,5 milliards de barils) et équivaut à peu près au potentiel des régions pionnières (28 milliards de barils). Le secteur des sables pétrolifères exploitables est illustré au tableau 2.

L'apport des sables pétrolifères exploitables à l'approvisionnement du Canada en pétrole se limite jusqu'ici à deux unités industrielles. Mise en service en 1967, l'installation de la Suncor avait au départ une capacité de production de 45 000 barils par jour qui a été portée à 58 000 barils au début des années 80. L'installation de la Syncrude Canada Ltd. a, quant à elle, été mise en service en 1978 avec une capacité de production

de 109 000 barils par jour qu'on est en train de porter à 130 000 barils par jour.

Le matériel et les méthodes de traitement diffèrent, mais la Syncrude et la Suncor ont le même schéma fondamental de fonctionnement en commun, comme il est illustré sous forme schématique au tableau 3. À noter que la production des sables pétrolifères exploitables fait intervenir trois industries distinctes, soit l'exploitation minière, le raffinage et les services.

Si le projet Alsands s'était concrétisé en 1982, l'installation serait entrée en service durant la période 1988-1989. Les installations se seraient ainsi succédées à tous les 10 ou 11 ans, ce qui laisse quand même à désirer, à notre avis, si l'on considère l'écart qui est prévu entre l'offre et la demande dans l'avenir et dont nous traiterons plus bas. Toujours est-il que le projet Alsands est resté lettre morte et que l'intervalle qui s'écoulerait entre la deuxième et la troisième unité d'exploitation des sables pétrolifères exploitables serait supérieur à celui qui a séparé la première de la deuxième, si jamais une autre unité industrielle voyait le jour. Voyons maintenant pourquoi nous devrions mettre en valeur de nouvelles sources de pétrole au Canada et plus particulièrement les sables pétrolifères exploitables.

Pourquoi devons-nous accroître la production pétrolière nationale?

Les prévisions en ce qui concerne l'offre et la demande de pétrole brut abondent et changent rapidement au fil des évaluations des économies, des prix pétroliers et de la technique des approvisionnements de rechange. Dans son récent mémoire à l'Office national de l'énergie (3), l'Association pétrolière canadienne (APC) a prévu le scénario de l'offre et de la demande, illustré au tableau 4. En raison surtout de la baisse persistante de la production de pétrole brut par gravité faible et

moyenne dans l'Ouest canadien, l'ACP voit l'écart se creuser entre l'offre et la demande et s'élargir avec le temps.

L'APC a fondé ses prévisions sur l'hypothèse que "l'on continuera d'apporter au régime fiscal des améliorations allant au-delà du genre d'aménagements que l'on a connus au cours des deux ou trois dernières années". Autrement dit, l'APC reconnaît que les conditions offertes aux projets de Cold Lake et de Wolf Lake sont un pas dans la bonne voie, mais croit que d'autres progrès sont nécessaires. (À noter aussi que les conditions relatives à l'usine de valorisation biprovinciale s'inscrivent dans la foulée de ce courant favorable.) Si ces améliorations ne se concrétisent pas, l'écart entre l'offre et la demande devrait être encore plus important que ce qui est indiqué ici. L'APC prévoit, par exemple, que la capacité de production de pétrole brut, pour les sables pétrolifères, augmentera pour passer à quelque 375 000 barils par jour d'ici 1995, ce qui suppose l'élargissement des projets Suncor et Syncrude et le démarrage d'un nouveau projet d'exploitation des sables pétrolifères exploitables. Or, ces additions ne se feront probablement pas temps que les régimes fiscaux n'y seront pas favorables. Le pointillé du tableau 4 montrant la taille de la production actuellement tirée des sables pétrolifères exploitables est de nous.

L'APC fait aussi dépendre l'augmentation de la production tirée des sables pétrolifères, du démarrage des projets in situ de Cold Lake et de Wolf Lake et des projets de démonstration expérimentaux en cours et éventuels dans les régions de Peace River et de Cold Lake et dans les régions à ressources en carbonate. À noter que l'APC se garde de toute prévision concernant la production des régions pionnières à cause d'un certain nombre de questions d'ordre technique, juridictionnel et financier qui restent à résoudre. Mais quantité d'analystes prévoient que du pétrole

jaillira de cette source d'ici le milieu des années 90. L'indication donnée dans le tableau au sujet des régions pionnières est aussi de nous et non pas de l'APC.

L'APC prévoit qu'à compter de 1985, la capacité de production suffira de moins en moins au point qu'il manquera quelque 260 000 barils de pétrole par jour 1995. Ce manque devra être compensé soit par des importations soit par la mise en valeur de nouvelles sources canadiennes. Nous voyons deux bonnes raisons d'examiner attentivement la possibilité de privilégier les sources canadiennes au détriment des importations.

En premier lieu, l'exploitation des sources canadiennes renforce l'économie canadienne à condition de n'être pas hors de prix. Nous examinerons cet effet en détail plus loin.

En second lieu, nous estimons que le pétrole est un produit qui mérite une attention spéciale et qu'il est important d'assurer l'approvisonnement du Canada en pétrole. Une interruption même momentanée des livraisons de pétrole bouleverserait rapidement l'activité économique toute entière du Canada. La substitution d'une autre forme d'énergie au pétrole constitue certes une solution, mais le passage de l'une à l'autre est assez lent à cause des capitaux énormes exigés, plus particulièrement dans le secteur du transport. Ces facteurs, combinés aux chocs historiques de 1974 et de 1979 donnent à penser qu'il est légitime pour le Canada de chercher à se doter d'une source de pétrole fiable aux coûts d'exploitation prévisibles.

Nous vous montrerons plus loin qu'il y a moyen d'extraire du pétrole des sables pétrolifères exploitables à un coût permettant de concurrencer les exportations. Si l'on considère cet avantage et les retombées sur l'emploi et l'économie pour le Canada, l'exportation de brut synthétique serait indiquée, croyons-nous, si l'on arrivait à satisfaire à la demande future au Canada.

Les sables pétrolifères exploitables sont l'une des sources canadiennes à mettre en valeur, à notre avis. Avant de les comparer à d'autres sources canadiennes possibles, voyons les avantages liés à l'exécution d'un projet de mise en valeur des sables pétrolifères exploitables.

Incidence économique d'un projet de mise en valeur des sables pétrolifères exploitables

Le projet Alsands aurait eu d'importantes répercussions sur les économies albertaine et canadienne s'il y avait été donné suite. Il aurait amené, par exemple, la création de 16 000 nouveaux emplois directs en moyenne chaque année durant la construction et de 6 700 nouveaux emplois permanents pendant l'exploitation, selon ses promoteurs (4). Ces dépenses et ces emplois directs ne représentent, toutefois, qu'une partie du tableau.

L'incidence globale des dépenses peut être ramenée à trois sortes d'effets: directs, indirects et provoqués. Nous entendons par "effets directs" ceux qui concernent les différentes industries touchées directement par la dépense initiale (4), y compris par exemple, non seulement l'ouvrier à l'oeuvre sur le chantier de construction, mais aussi le travailleur du Canada central chargé de fabriquer une pompe destinée à l'unité. Les effets indirects se situent au niveau des industries qui assurent l'approvisionnement des industries directement touchées. Par exemple, le fondeur qui fournit des pièces au fabricant de pompe en question, de même que le mineur sont assimilés aux effets indirects. Les effets provoqués représentent l'accroissement de l'activité économique, suscité par les dépenses des ménages. Par exemple, le nettoyeur à sec du voisinage au service des travailleurs dont il est fait mention ci-dessus, participerait des effets provoqués.

L'Institut canadien de recherche énergétique (ICRE) a effectué, pour le compte d'Alsands, une étude de quantification de tous ces effets (4)1 dont les résultats sont schématisés au tableau 5. Comme il y est démontré, le projet Alsands aurait suscité la création, dans tout le Canada, de 35 000 emplois en moyenne chaque année durant le stade de la construction et de quelque 13 000 emplois pendant celui de l'exploitation d'une durée d'au moins 30 ans.

A cause des investissement énormes exigés, il paraît maintenant probable que les dimensions du prochain projet de mise en valeur des sables pétrolifères exploitables seront sensiblement réduites par rappport à Alsands. La question du seuil de rentabilité fait actuellement l'objet d'études et de discussions au sein de l'industrie, mais l'on s'accorde généralement à dire qu'un projet dont la taille serait la moitié de celle de Alsands pourrait être viable, pour peu le régime fiscal collabore. Si nous réduisons les données contenues dans l'étude de l'ICRE, nous constatons que pour chaque 10 barils de brut synthétique extrait par jour des sables pétrolifères exploitables, il est créé 2,5 emplois en moyenne chaque année et 1 emploi permanent durant les stades de la construction et de l'exploitation respectivement (tableau 6). Si l'on devait régulariser le rythme de mise en valeur des sables pétrolifères exploitables, les 2,5 emplois issue du stade de la construction deviendraient eux aussi permanents en fin de compte.

A cause du siège du projet, les retombées économiques se feront sentir surtout dans la province de l'Alberta, quoique les autres régions du Canada ne seront pas en reste. Définis à partir de l'étude de l'ICRE une fois de plus, les effets anticipés du projet

---

[1]Par souci de clarté, les divers coûts, avantages, etc., indiqués tout au long de ce document ont été indexés sur l'indice des prix à la consommation; ils sont en dollars de 1984.

sur l'emploi durant les étapes de la construction et de l'exploitation sont indiqués aux tableaux 7 et 8 (4). L'Alberta, l'Ontario et le Québec recevraient 43, 31 et 14 p. 100 respectivement des emplois, ce qui, dans l'hypothèse d'une unité d'une capacité de 60 000 barils par jour, correspondrait en moyenne chaque année à 6 500, 4 600 et 2 100 emplois. Pendant l'exploitation, la même unité procurerait 4 000 (67 p. 100), 1 100 (19 p. 100) et 500 (8 p. 100) emplois permanents à l'Alberta, à l'Ontario et au Québec respectivement. La Canada West Foundation a aussi fait état des retombées économiques importantes qu'aurait tout projet réalisé en Alberta sur les autres régions du Canada, dans sa série récente d'études sur les répercussions des méga-projets (5 et 6).

Outre les effets que nous avons quantifiés ci-dessus, la poursuite des travaux d'exploitation des sables pétrolifères entraînerait des progrès technologiques et l'avancement des connaissances en matière de service qui pourraient peut-être être exportés.

Les sables pétrolifères exploitables sont-ils rentables?

C'est bien beau de promouvoir l'élaboration d'un projet de mise en valeur des sables pétrolifères exploitables sur la base de l'activité économique qu'il susciterait dans le pays, mais ce serait faire preuve d'irresponsablilité, pensons-nous, que de se faire l'avocat d'un tel projet s'il revenait moins cher d'importer du pétrole. Nous sommes convaincus qu'un projet mis en marche maintenant aurait de bonnes chances de produire du pétrole pendant au moins 25 ans à un prix inférieur à ce qu'il en coûterait à l'économie canadienne pour importer l'équivalent en brut de sources internationales. Les frais d'exploitation d'une unité de mise en valeur des sables pétrolifères fonctionnant à plein régime varient entre 15 et 19 $ le baril, estime-t-on

(7), d'où la nécessité d'un investissement de 60 à 80 000 $ (4) par baril quotidien de capacité.

Pour apprécier la viabilité économique d'un tel projet, nous pouvons mettre ces frais d'exploitation et dépenses en capital en regard des prix pétroliers mondiaux, ce que nous avons fait sous forme schématique au tableau 9. Dans l'hypothèse d'une hausse réelle quelconque du prix du pétrole, nous croyons que le promoteur peut récupérer son investissement et réaliser un léger profit. Les gouvernements pourront toucher une rente économique importante sous forme de redevances et de taxes si les futures hausses de prix se concrétisent.

Nous pouvons donc constater l'attrait de la mise en valeur des sables pétrolifères exploitables simplement en mettant les frais de production technique en regard des prévisions concernant le prix du pétrole. Si l'on ajoute ensuite à cela les avantages que représente l'accroissement de l'activité économique à une époque où notre population active et notre secteur manufacturier devraient être sous-utilisés, l'augmentation des recettes fiscales (entrainée par la création d'emplois tout au moins), le redressement futur de notre balance commerciale et la prime qu'on est prêt à payer pour assurer la sécurité des approvisionnements, le démarrage immédiat des travaux d'exécution d'un projet de mise en valeur des sables pétrolifères exploitables va de soi, à notre avis.

<u>Quels sont les risques liés à la mise en valeur des sables pétrolifères exploitables?</u>

Élément important entrant en ligne de compte dans le développement de nouvelles réserves d'énergie, les risques d'un projet peuvent être rangés dans les catégories suivantes: technique, réserves, coûts, prix, débouchés et politique.

Le risque sous le rapport de la technique fait craindre que l'unité ne fonctionne pas comme prévu. La technologie de mise en valeur des sables pétrolifères exploitables a été démontrée dans deux unités industrielles. Les arrêts de production qui y sont survenus ont trouvé un large écho dans la presse, mais l'étude de l'histoire des deux unités sur ce plan révèle qu'on peut surmonter les problèmes techniques sur une longue période de démarrage, et que les taux de production moyens devraient se stabiliser ensuite (tableau 10). Le fait que Fort McMurray soit devenue une ville charmante et bien organisée de plus de 30 000 habitants ajoute à la stabilité et à l'efficacité des effectifs d'exploitation. Les aspects environnementaux et socio-économiques de l'exploitation des sables pétrolifères sont connus et malléables. Les risques techniques sont faibles comparativement à d'autres nouvelles sources canadiennes, à notre avis.

Le risque sous le rapport des réserves porte à craindre que celles-ci ne soient peut-être pas aussi importantes qu'on ne l'avait supposé. Les corps minéralisés présents dans les sables pétrolifères exploitables sont passablement définis de nos jours et peuvent être délimités en détail avec des forages peu profonds bon marché. Les sables pétrolifères exploitables renferment des réserves suffisantes pour répondre à tous les besoins en pétrole du Canada jusqu'au siècle prochain ou à une fraction de ceux-ci pendant des siècles.

Il n'y a pas à craindre, avec les sables pétrolifères exploitables, que les réserves en viennent rapidement à baisser et n'aient donc qu'une influence assez négligeable sur les approvisionnements en pétrole du Canada. Les installations de mise en valeur des sables pétrolifères exploitables sont à l'abri de la baisse de production qui caractérise les unités classiques.

Le risque sous le rapport des coûts ou, si l'on préfère, le danger d'un dépassement inattendu des coûts durant les stades de

la construction ou de l'exploitation est faible, selon nous, si l'on considère les solutions de rechange comme les sources de pétrole arctiques et offshore. Les dépenses en capital et les frais d'exploitation, quoique élevés, ont été définis à partir de la construction et l'exploitation des unités existantes. Le risque d'un dépassement des coûts est commun à tous les projets dont l'exécution exige des capitaux énormes à cause de l'inflation, mais les sables pétrolifères exploitables ont l'avantage d'être moins sensibles aux coups de barre.

Le risque sous le rapport des prix et débouchés, quoiqu'il ne constitue pas le propre des sables pétrolifères exploitables, présente un intérêt particulier du fait des investissements importants exigés par les projets et du temps mis à les récupérer. Même les projets d'envergure réduite sont des méga-projets, car ils nécessitent chacun un investissement de plus de un milliard de dollars. Il s'écoule au moins huit ans entre le début des travaux de construction qui durent de trois à cinq ans et le moment où des recettes nettes peuvent être dégagées. Le promoteur de ce genre de projets court des risques financiers plus élevés que la moyenne sur lesquels il n'a aucune prise. L'incertitude au sujet du prix futur du pétrole a sans doute joué dans l'abandon du projet Alsands.

Le risque politique lié à la mise en valeur des sables pétrolifères exploitables a été révélé par les expériences de Suncor et de Syncrude. L'incertitude au sujet de la durabilité des conditions d'exploitation et les idées fausses du gouvernement au sujet des recettes produites par ces projets ont constitué l'une des principales causes de l'annulation des projets de mise en valeur des sables pétrolifères exploitables.

Suncor a été la première à se lancer dans l'exploitation de sables pétrolifères au début des années 60, même si elle n'avait à ce moment-là aucune garantie quant à l'efficacité des

techniques, au succès de l'entreprise et à l'évolution future des prix pétroliers mondiaux. Cet investissement a été peu profitable jusqu'ici, même qu'il a rapporté beaucoup moins qu'un placement semblable dans des obligations gouvernementales, à cause principalement des interventions gouvernementales vis-à-vis du prix du pétrole et de l'imposition de lourdes taxes supplémentaires. Syncrude a vécu une aventure semblable. Le projet a été frappé de lourdes taxes, on a renoncé unilatéralement à l'engagement du début au sujet des prix mondiaux et les autres paramètres financiers déterminants pour la rentabilité du projet ont souvent changé.

On s'est démesurément exagéré, à notre avis, la taille des recettes fiscales pouvant être tirées de la mise en valeur des sables pétrolifères exploitables, ce qui a faussé le jugement des gouvernements albertain et fédéral et des Canadiens. Les attentes à cet égard ont atteint des sommets hors de proportion avec la réalité et l'idée de percevoir une rente économique (c'est-à-dire des redevances et des taxes) a gagné en importance. Les querelles fédérales-provinciales au sujet du partage de cette rente et le temps mis pour les régler sont des éléments qui ait joué dans l'annulation du projet Alsands. Un changement dans la perception de la rente économique associée à la mise en valeur des sables pétrolifères exploitables contribuerait de façon importante à l'avancement de ces projets. Si l'on considère les estimations actuelles des prix pétroliers futurs, la rente économique est infime. Les projets ne sauraient procurer des recettes fiscales importantes à court terme ni offrir beaucoup à la longue sous le rapport de la rente économique, mais ils peuvent constituer une source de pétrole à bon marché, d'emplois (dont on a bien besoin) et d'activité économique.

À quelles conditions pourra-t-il être donné suite aux projets de mise en valeur des sables pétrolifères exploitables?

Pour qu'il puisse être donné suite aux projets, les gouvernements devront démontrer à l'investisseur qu'ils sont sensibles aux avantages et aux risques liés à la mise en valeur des sables pétrolifères exploitables, au moyen, en fin de compte, du régime fiscal en cours d'élaboration. Les promoteurs devraient assumer les risques liés à la technique, aux réserves et aux coûts. Mais les gouvernements sont tellement mêlés de près maintenant à l'exploitation des sables pétrolifères que les risques sous le rapport des prix et débouchés et le risque politique doivent être partagés jusqu'a un certain point. Le régime fiscal ne favorisera la mise en valeur des sables pétrolifères exploitables qu'aux conditions suivantes:

- La rente économique perçue doit être réduite au minimum tant que la rentabilité du projet n'est pas assurée, après quoi elle doit être fonction des profits.

- Le produit de la mise en valeur des sables pétrolifères exploitables doit être vendu au prix international.

- Le produit de la mise en valeur des sables pétrolifères exploitables doit avoir libre accès aux marchés intérieurs et, en cas de surplus, être écoulé à la longue sur les marchés d'exportation.

- Même les projets d'envergure réduite sont des méga-projets et c'est pour cette raison que s'impose une certaine forme spéciale d'encouragement, y compris peut-être les mesures suivantes:

  - placer plus de sociétés dans une position où ils peuvent songer à investir dans un projet de mise en

valeur des sables pétrolifères exploitables, c'est-à-dire mettre sur un pied d'égalité celles qui sont imposables et celles qui ne le sont pas actuellement devant l'impôt. La plupart des sociétés n'ont pas suffisamment de revenus pour profiter des radiations fiscales que susciterait un tel projet, du moins à court terme. Les rares sociétés qui peuvent s'en prévaloir peuvent obtenir un taux de rendement sensiblement plus élevé. Les sociétés imposables et non imposables seraient sur un pied d'égalité si l'on permettait aux non-imposables de vendre des crédits d'impôt;

- offrir une aide financière spéciale, c'est-à-dire faire en sorte qu'au moins un des gouvernements se porte garant d'une partie importante (50 à 70 p. 100) de la dette d'un projet. Autrement dit, on fournirait les fonds nécessaires pour le bilan de l'investisseur sans recourir à d'autres avoirs ou recettes que ceux du projet. C'était là l'un de éléments de la dernière offre faite aux promoteurs d'Alsands;

- réduire les risques par quelque autre moyen juste et équitable.

Ces mesures ne s'excluent pas les unes les autres, mais elles seront vraisemblablement toutes trois indispensables à la mise en route de tout projet de mise en valeur des sables pétrolifères exploitables.

- L'uniformisation de la réglementation s'impose, plus particulièrement entre les gouvernements fédéral et provincial. L'investisseur devrait pouvoir réduire au minimum ses dépenses tant que le projet n'est pas approuvé. (Les promoteurs d'Alsands avaient déjà dépensé plus de 100 millions de dollars au moment où leur projet a été annulé.)

L'assise financière des projets d'exploitation du pétrole lourd et des sables pétrolifères est actuellement en voie d'évolution. La conjoncture a certes été favorable dernièrement, mais d'autres progrès sont nécessaires, croyons-nous. Avec le temps, il y aura peut-être moyen d'élaborer une série de grands principes à l'égard de la mise en valeur des sables pétrolifères exploitables, ce qui aura pour effet, selon nous, d'assainir le climat d'investissement et de contribuer à l'exploitation rationnelle des ressources énergétiques.

Conclusion

Tout projet de mise en valeur des sables pétrolifères exploitables procurerait des avantages économiques importants au Canada tout entier. On estime, par exemple, que pour chaque 10 barils de pétrole brut synthétique extrait des sables pétrolifères exploitables, un emploi permanent est créé. Autrement dit, une installation d'une capacité de 60 000 barils par jour créerait près de 6 000 nouveaux emplois permanents répartis à travers tout le Canada.

Les risques liés à la mise en valeur des sables pétrolifères exploitables, sous le rapport de la technique, des réserves et des coûts, sont faibles comparativement à ceux qui sont associés à d'autres sources de pétrole au Canada. Dans leur état actuel, les projets de mise en valeur des sables pétrolifères exploitables sont passablement indispensables. Il n'y a pas de longue période de gestation. Les techniques existent et elles sont démontrées, et c'est le temps d'aller de l'avant. Les sables pétrolifères exploitables constituent véritablement un projet à la mesure des années 80.

S'ils ne sauraient procurer des recettes fiscales importantes à court terme, les projets de mise en valeur des sables

pétrolifères exploitables peuvent, par contre, constituer une importante source d'activité économique et d'emplois au Canada en produisant du pétrole à des prix permettant de concurrencer les importations. Si l'Allemagne, le Japon et presque tous les autres pays importateurs de pétrole y gagneraient à exploiter les sables pétrolifères si ces derniers se trouvaient sur leur territoire, que dire alors du Canada!

RÉFERENCES

1. Procter, R.M., Taylor, G.C. et Wade, J.A., Ressources en pétrole et en gaz naturel au Canada 1983, Etude de la Commission géologique 83-31, 1984.

2. Office d'utilisation rationnelle des ressources énergétiques de l'Alberta, Alberta Oil Supply 1983-2007, ERCB Report 83-E, décembre 1983.

3. Association pétrolière canadienne, L'énergie au Canada - Offre et demande 1983-2005, Présentation à l'Office national de l'énergie, février 1984.

4. Douglas, G.W. et MacMillan, J.A., Interregional Economic Impacts of the Alberta Alsands Project, Canadian Energy Research Institute Client Research Report No. 82-2, septembre 1982.

5. Bech, R.A.D. et Dungan, P., Megas and Mini-Megas: 341 Major Projects Every Decision Maker Should Know About, Canada West Foundation Report 82-2, décembre 1983.

6. Beck, R.A.D., Major Investments in Alberta 1983 to 1995, Canada West Foundation Report 83-6, septembre 1983.

7. Feick, J.E., Prospects for the Development of Mineable Oil Sands, Canadian Public Policy, IX:3:297-303, 1983.

RESSOURCES PÉTROLIÈRES RECENSÉES DU CANADA

(d'après la Commission géologique du Canada)

1 IN SITU
2 PÉTROLE LOURD
3 RÉCUPÉRATION ACCRUE
4 OUEST CANADIEN
5 CLASSIQUE
6 REGIONS PIONNIÈRES
7 EXPLOITATION
8 SABLES PÉTROLIFÈRES

Tableau 1

CANADA'S IDENTIFIED OIL RESOURCES

(AFTER GEOLOGICAL SURVEY OF CANADA)

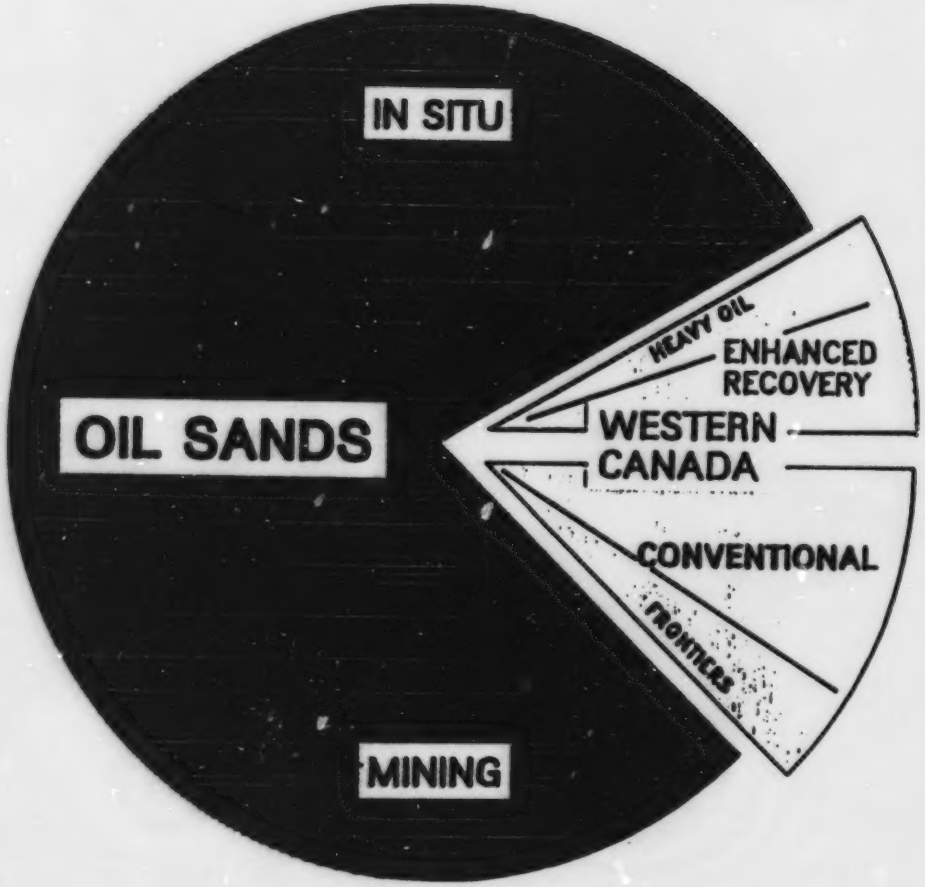


FIG. 1

SABLES PETROLIFERES ET GISEMENTS DE PETROLE LOURD EN ALBERTA

1 Pétrole lourd
2 ZONE EXPLOITABLE
3 Rivière Athabasca
4 Rivière Clearwater

SABLES PETROLIFERES DE L'ATHABASCA
GISEMENTS ET ZONE EXPLOITABLE A CIEL OUVERT

Tableau 2

ATHABASCA OIL SANDS DEPOSITS AND SURFACE MINEABLE AREA

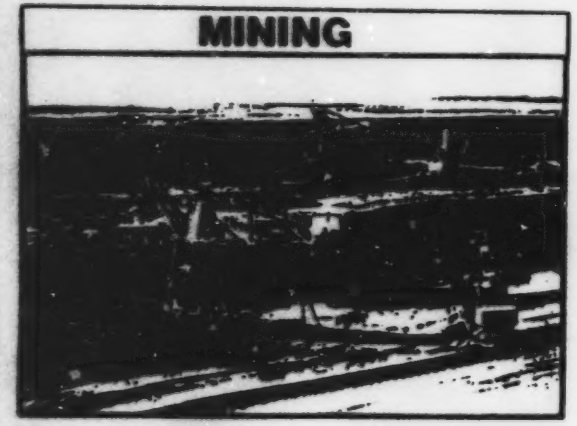
Fig 2

SCHÉMA D'UN PROJET DE MISE EN VALEUR DES SABLES PÉTROLIFÈRES EXPLOITABLES

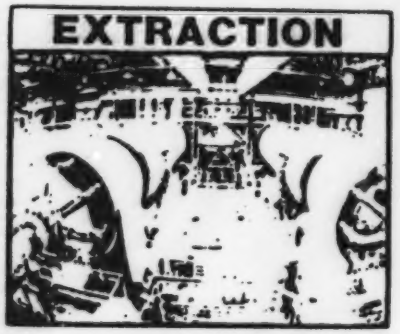
1 EXPLOITATION
2 SABLES PÉTROLIFÈRES
3 BITUME
4 FORCE MOTRICE
5 VAPEUR
6 EAU
7 SERVICES
8 BRUT SYNTHÉTIQUE
9 VALORISATION

Tableau 3

SCHEMATIC OF MINEABLE OIL SANDS PROJECT

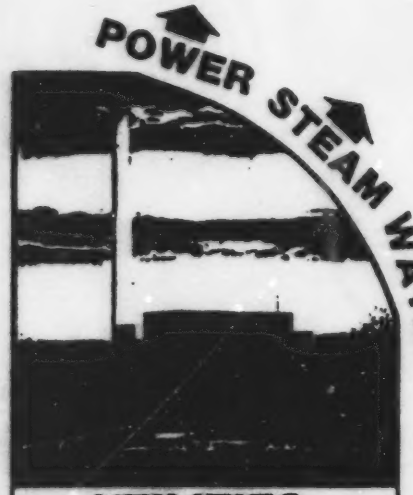


OIL SANDS



BITUMEN

POWER STEAM WATER



SYNTHETIC CRUDE OIL

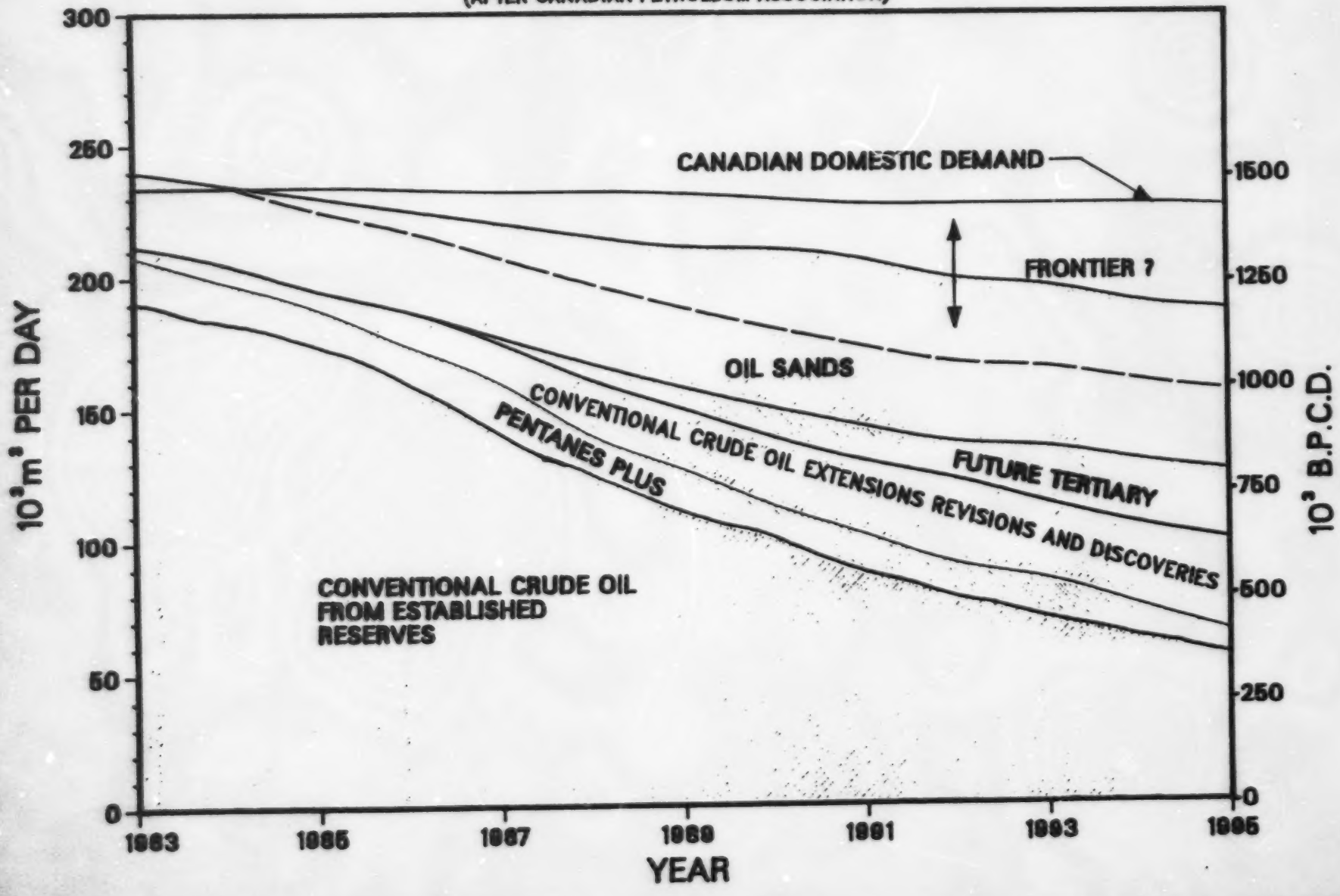
Fig 3

PÉTROLE BRUT CANADIEN ET CAPACITÉ DE PRODUCTION ÉQUIVALENTE
(d'après l'Association pétrolière canadienne)

1 $10^3 m^3$ PAR JOUR
2 ANNÉE
3 DEMANDE INTÉRIEURE AU CANADA
4 RÉGIONS PIONNIÈRES
5 SABLES PÉTROLIFÈRES
6 FUTUR TERTIAIRE
7 PÉTROLE BRUT CLASSIQUE - EXTENSIONS, RÉVISIONS ET DÉCOUVERTES
8 PENTANES
9 10^3 BARILS PAR JOUR CALENDAIRE
10 PÉTROLE BRUT CLASSIQUE EXTRAIT DES RÉSERVES PROUVÉES
Tableau 4

CANADIAN CRUDE OIL & EQUIVALENT PRODUCTIVE CAPACITY

(AFTER CANADIAN PETROLEUM ASSOCIATION)



INCIDENCE ÉCONOMIQUE D'UN NOUVEAU PROJET DE MISE EN VALEUR DES SABLES PETROLIFÈRES EXPLOITABLES

1	STADE DE LA CONSTRUCTION
2	6 ANS
3	137 000 BARILS DE BRUT SYNTHÉTIQUE EXTRAIT CHAQUE JOUR DES SABLES PÉTROLIFÈRES EXPLOITABLES
4	RECETTES DE 15 MILLIARDS DE DOLLARS
5	UNE MOYENNE DE 35 000 EMPLOIS
6	STADE DE L'EXPLOITATION
7	30 ANS
8	RECETTES DE 60 MILLIARDS DE DOLLARS
9	13 000 EMPLOIS PERMANENTS

Tableau 5

ECONOMIC IMPACT OF NEW MINEABLE OIL SANDS PRODUCTION

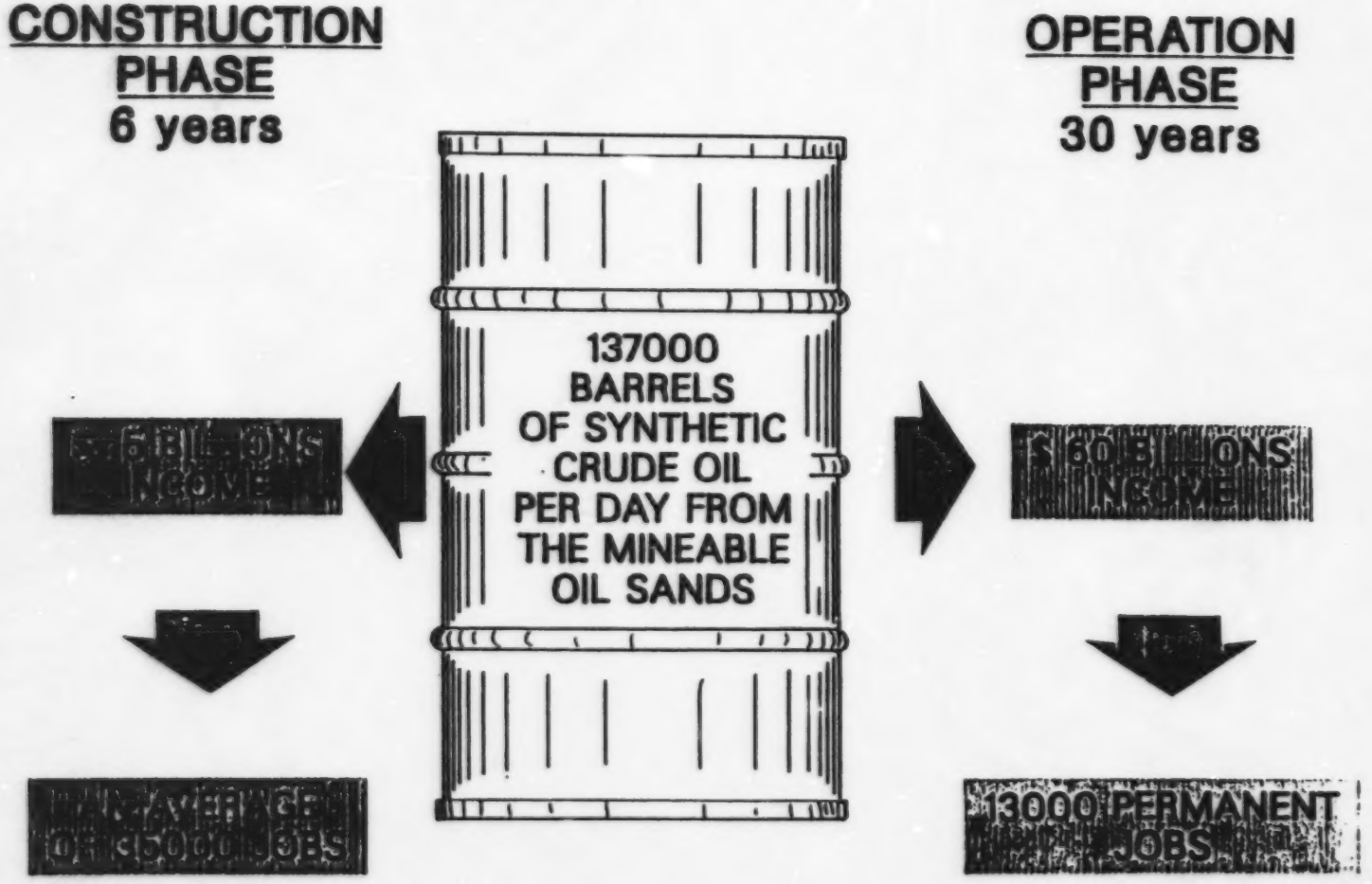


Fig 5

INCIDENCE ÉCONOMIQUE D'UN NOUVEAU PROJET DE MISE EN VALEUR DES SABLES PÉTROLIFÈRES EXPLOITABLES

1 STADE DE LA CONSTRUCTION

2 6 ANS

3 10 BARILS DE BRUT SYNTHETIQUE EXRAIT DES SABLES PETROLIFÈRES EXPLOITABLES

4 RECETTES DE 1 M$

5 UNE MOYENNE DE 25 EMPLOIS

6 STADE DE L'EXPLOITATION

7 30 ANS

8 RECETTES DE 45 M$

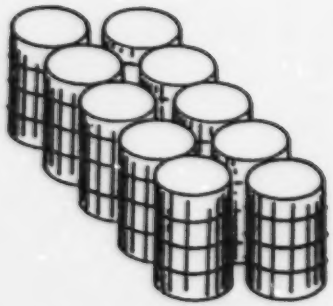
9 1 EMPLOI PERMANENT

Tableau 6

ECONOMIC IMPACT OF NEW MINEABLE OIL SANDS PRODUCTION

CONSTRUCTION PHASE
6 years

OPERATION PHASE
30 years



10 BARRELS OF SYNTHETIC CRUDE OIL PER DAY FROM THE MINEABLE OIL SANDS

$ MILLION INCOME

AVERAGE JOBS

$ MILLIONS INCOME

1 PERMANENT JOB

Fig 6

CONSTRUCTION DE L'USINE - EMPLOIS
(d'après Douglas et MacMillan)

ATLANTIQUE	QUÉBEC	ONTARIO	ALBERTA	AUTRES PROVINCES DE L'OUEST	LÉGENDE PROVOQUÉS DIRECTS INDIRECTS

Tableau 7

PLANT CONSTRUCTION EMPLOYMENT

(AFTER DOUGLAS AND MACMILLAN)

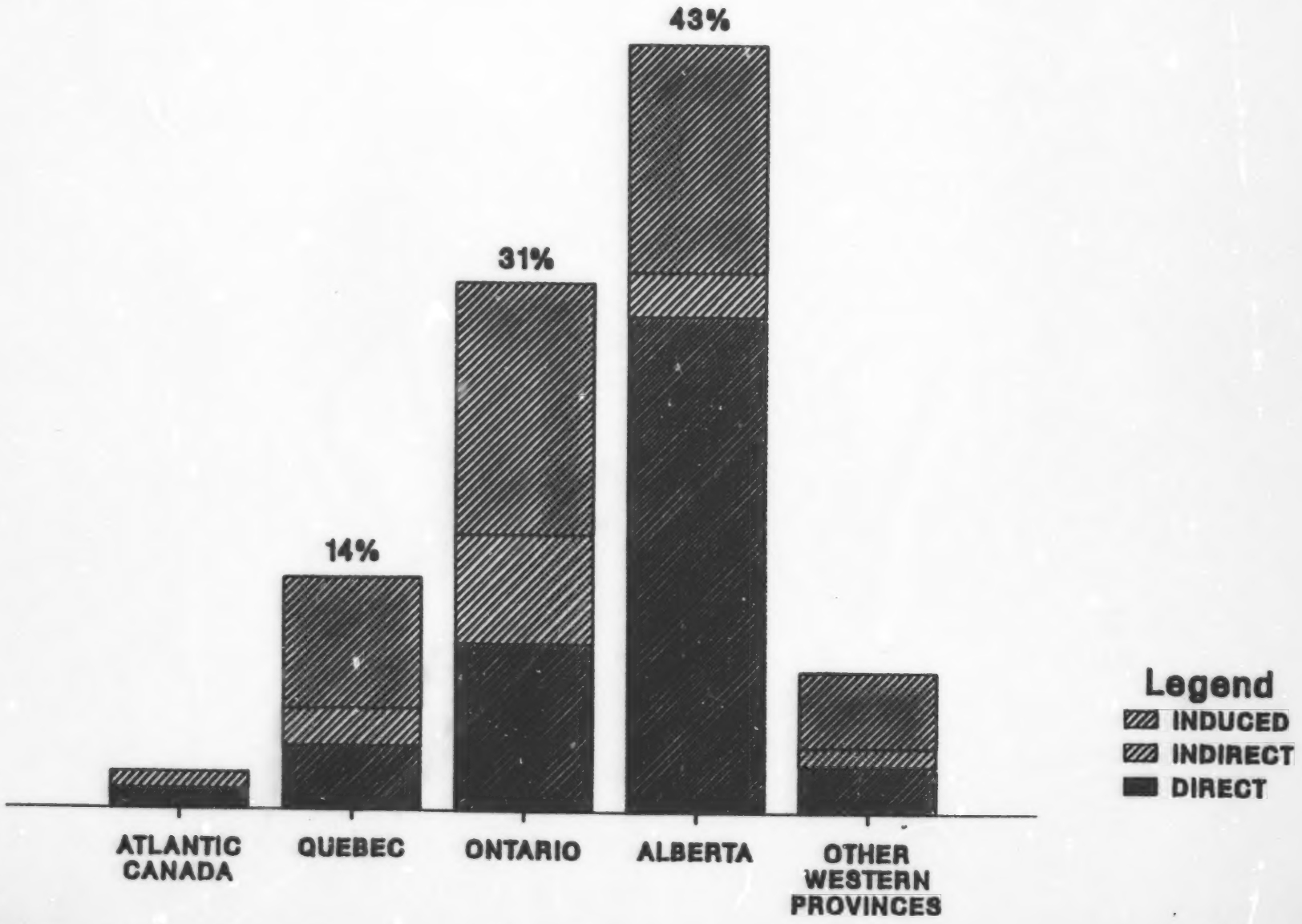


FIG. 7

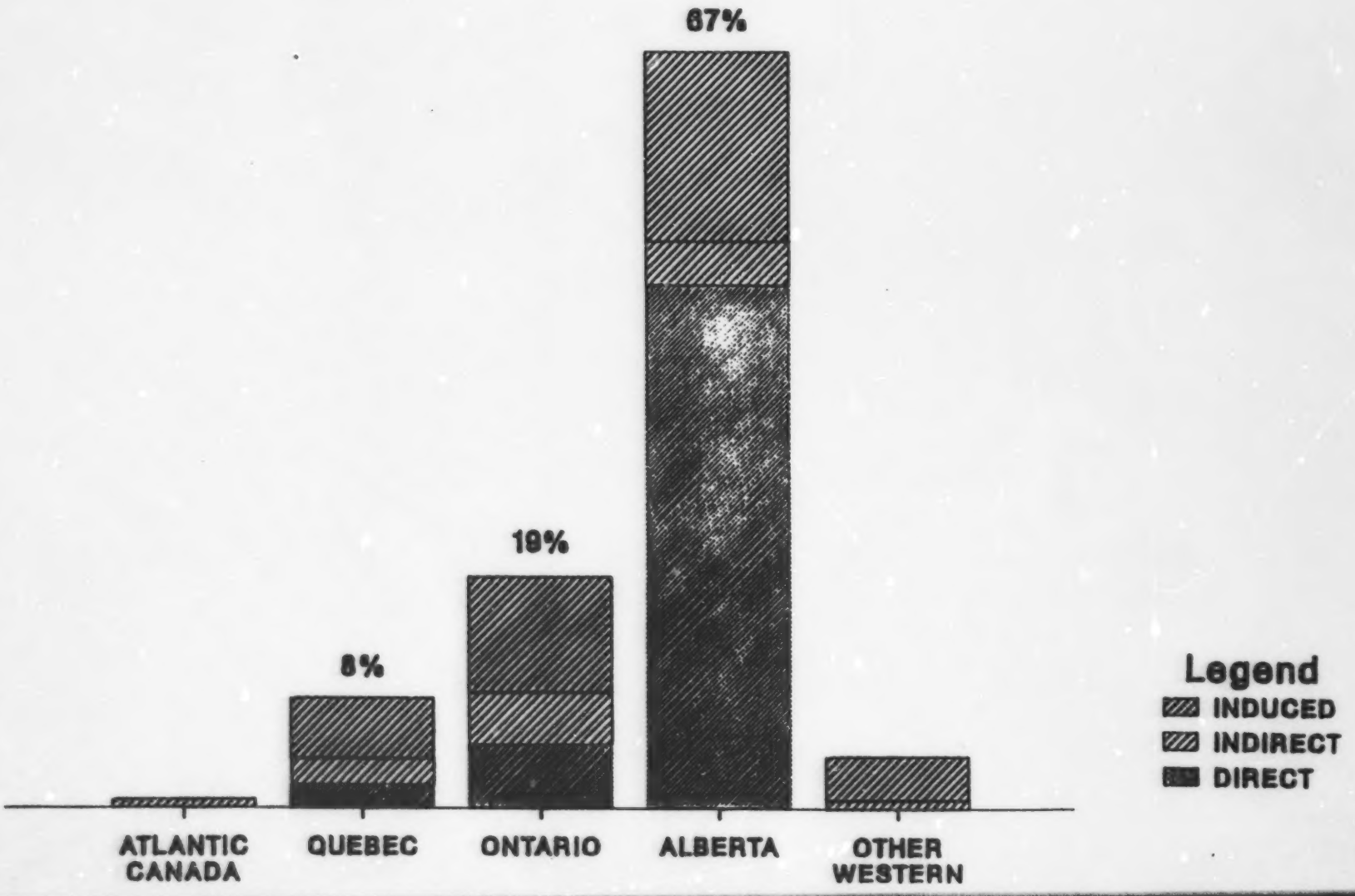
EXPLOITATION DE L'USINE - EMPLOIS
(d'après Douglas et MacMillan)

ATLANTIQUE	QUÉBEC	ONTARIO	ALBERTA	AUTRES PROVINCES DE L'OUEST	LÉGENDE PROVOQUÉS DIRECTS INDIRECTS

Tableau 8

PLANT OPERATION EMPLOYMENT

(AFTER DOUGLAS AND MACMILLAN)



RAPPORT ENTRE LE PRIX DU BRUT SYNTHÉTIQUE ET LES COÛTS

1 PRIX ET COÛTS ACTUELS PAR BARIL PRODUIT
2 ANNÉE
3 FORTES
4 MOYENNES
5 PRÉVISIONS À L'ÉGARD DES PRIX PÉTROLIERS
6 FAIBLES
7 POUVANT SERVIR À LA RÉCUPÉRATION DE L'INVESTISSEMENT
PROFITS
REDEVANCES
TAXES
8 FRAIS D'EXPLOITATION

Tableau 9

RELATIONSHIP BETWEEN SYNTHETIC CRUDE OIL PRICE AND COSTS

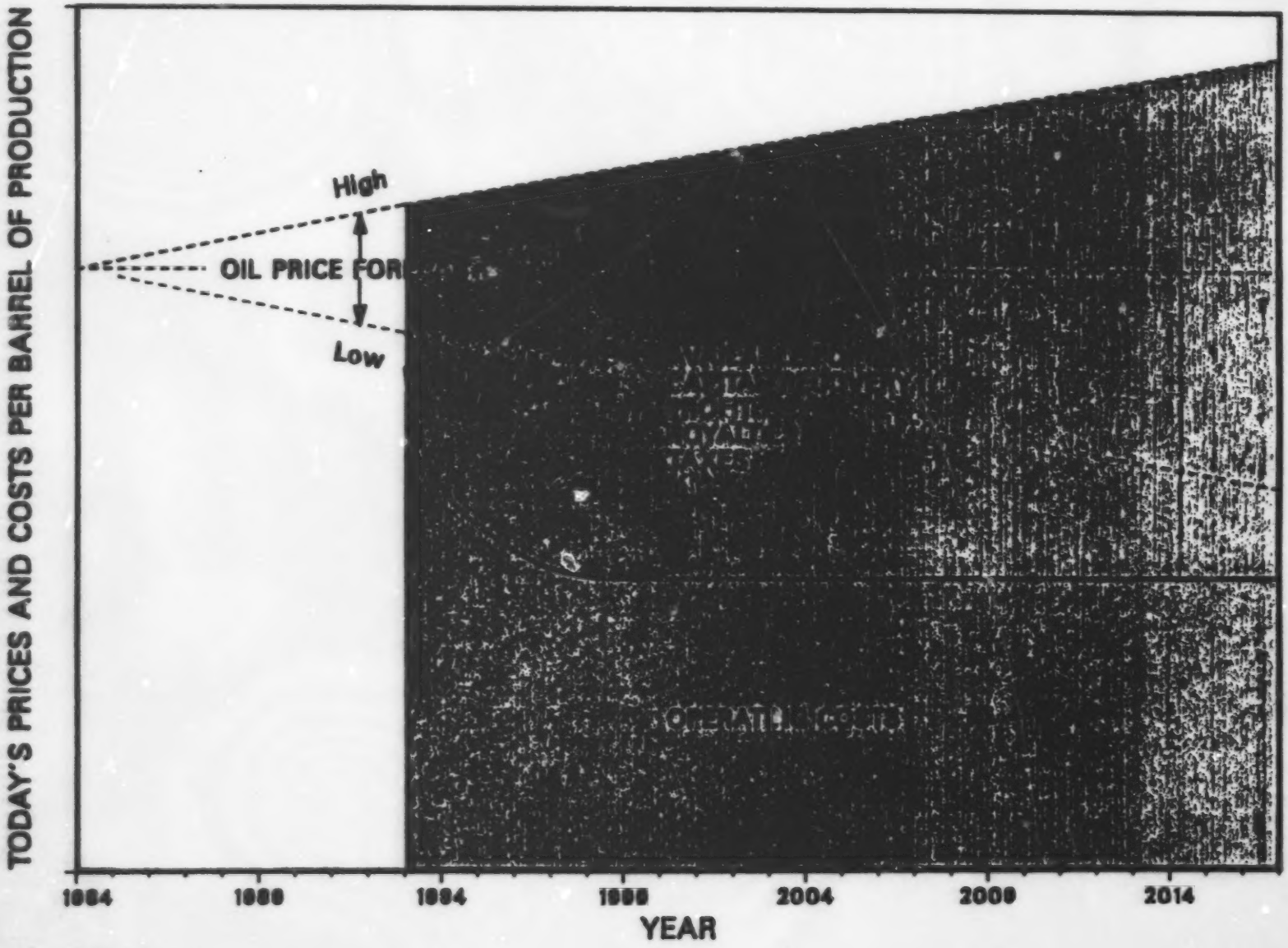


FIG. 9

PRODUCTION DES USINES D'EXPLOITATION DES SABLES PÉTROLIFÈRES

1 POURCENTAGE DE LA CAPACITÉ

2 ANNÉES ÉCOULÉES DEPUIS LE DÉMARRAGE

3 LÉGENDE

SYNCRUDE ANNÉE1: 1978

SUNCOR ANNÉE1: 1967

Tableau 10

PRODUCTION HISTORY OF OIL SANDS PLANTS

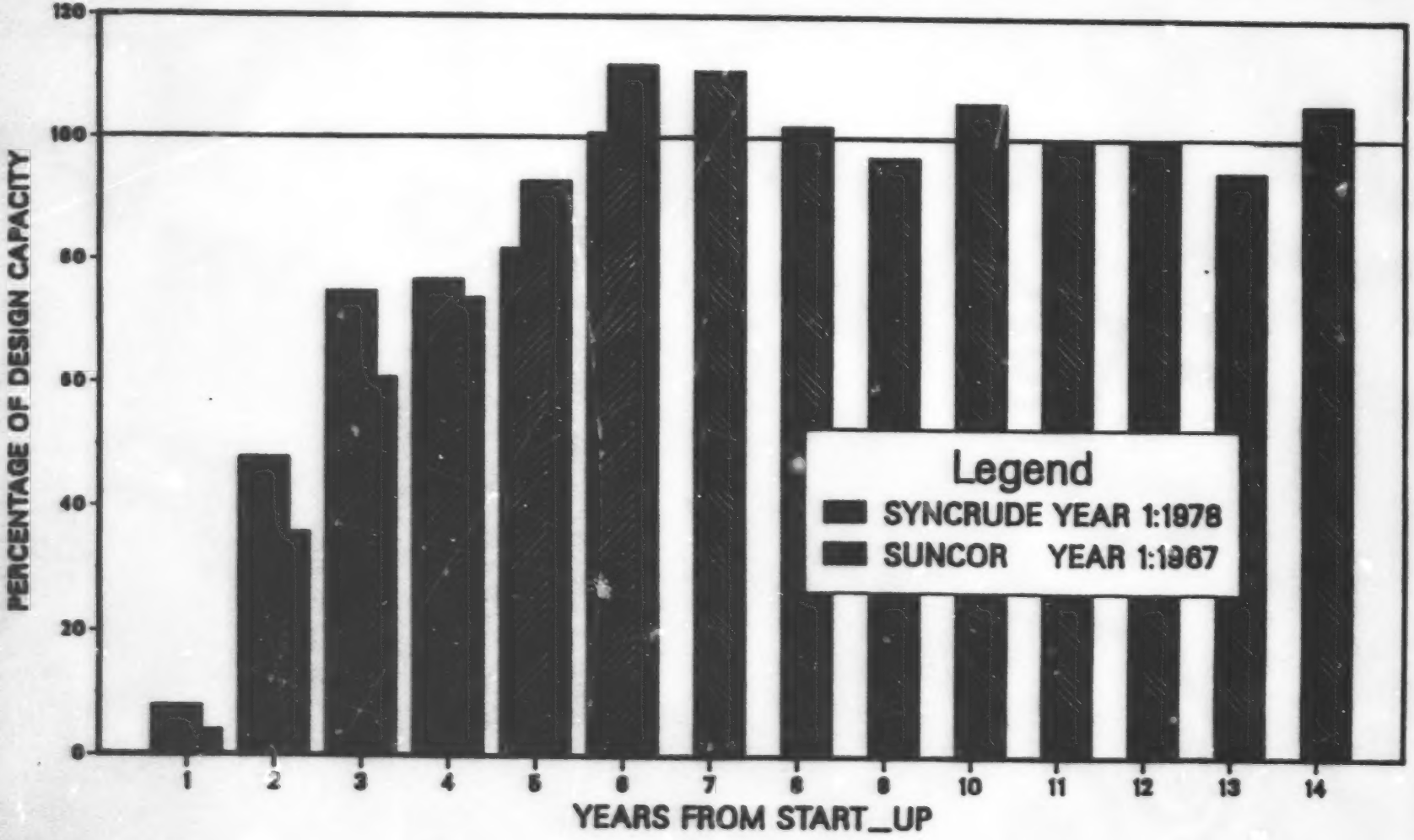


FIG. 10

MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT POUR UN PROJET DE MISE EN VALEUR DES SABLES PETROLIFERES EXPLOITABLES

1. MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT ANNUELLE
2. POUVANT SERVIR A LA RECUPERATION DE L'INVESTISSEMENT

   PROFITS

   REDEVANCES

   TAXES
3. FRAIS D'EXPLOITATION
4. INVESTISSEMENTS

Tableau 11

CASH FLOW FOR A MINEABLE OIL SANDS PROJECT

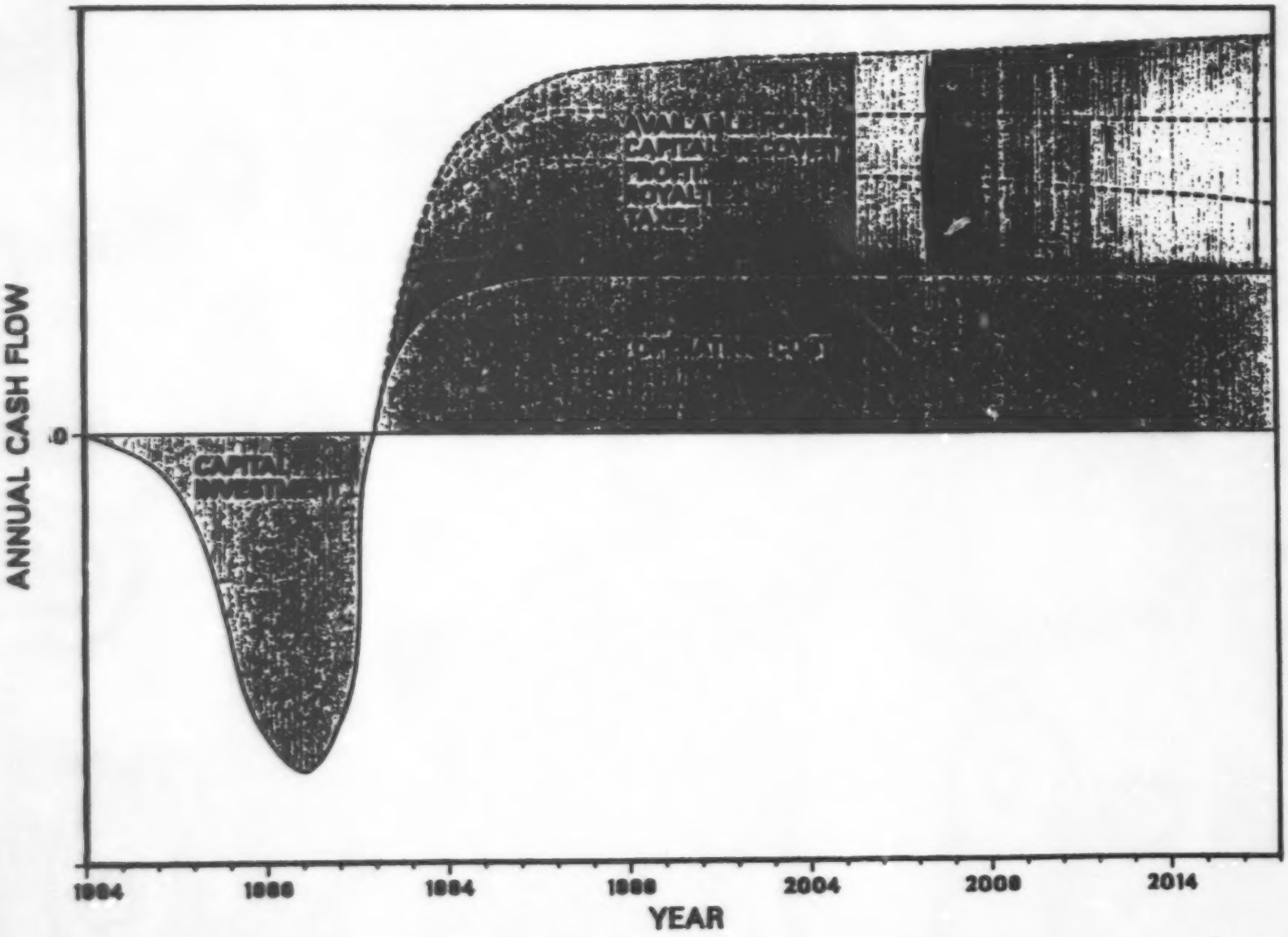


FIG 11

GROUPE D'ÉTUDE DES SABLES PÉTROLIFÈRES
MEMBRES DU COMITÉ

John Nichols (président)
Directeur de l'exploitation minière
R. Angus Alberta Limited

Mike Cantle
Directeur des projets et des nouvelles techniques
Petro-Canada
Canstar Oil Sands Ltd.

Art Wirth
Président
Techman International Limited

Dave Devenny
Coordinateur des projets synthétiques
Gulf Canada Resources Inc.

Tom Campbell
Directeur des communications
Chieftain Development Co. Ltd.

Darrel Howell (secrétaire)
Directeur général
Canstar Oil Sands Ltd.

Erdal Yildirim
Directeur des sables pétrolifères
Canadian Occidental Petroleum Ltd.

R.B. Snyder
Premier vice-président divisionnaire
NOVA, An Alberta Corporation

J. Gordon Matthews
Directeur de l'exploitation minérale
Pan Canadian Petroleum Ltd.

Ryan Moore
Directeur des affaires gouvernementales et publiques
Suncor Inc.

27 juillet 1984